

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA - CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO PEDRO GONÇALVES TORRES

OS TRÊS PILARES COMPARATIVOS ENTRE SUBESTAÇÕES
CONVENCIONAIS E ISOLADAS À GÁS

Ilha Solteira
2022

JOÃO PEDRO GONÇALVES TORRES

OS TRÊS PILARES COMPARATIVOS ENTRE SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS
E ISOLADAS À GÁS

Trabalho de Graduação apresentado à
Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha
Solteira – UNESP, como parte dos requisitos
para obtenção do grau de Engenheiro
Eletricista.

Prof. Dr. Carlos Antonio Alves

Orientador

ILHA SOLTEIRA

2022

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

T693t Torres, João Pedro Gonçalves.
Os três pilares comparativos entre subestações convencionais e isoladas a gás / João Pedro Gonçalves Torres. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2022
101 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2022

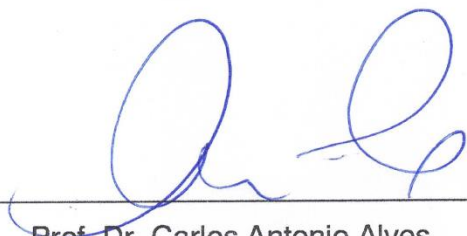
Orientador: Carlos Antônio Alves
Inclui bibliografia

1. Subestações de alta tensão. 2. Gas Insulated Switchgear. 3. Air Insulated Switchgear. 4. SF6. 5. Comparativo técnico e comercial.


Raiane da Silva Santos

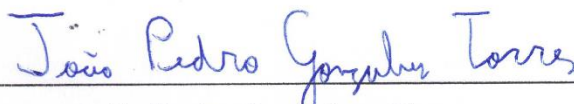
ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos vinte e três dias do mês de maio do ano de dois mil e vinte e dois, o discente **João Pedro Gonçalves Torres**, matriculada sob o nº 171051173, tendo como banca examinadora o seu orientador, o *Prof. Dr. Carlos Antonio Alves*, o *Prof. Dr. Fabio Bertequini Leão* e o *Prof. Rodrigo Serra Daltin*, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado **“OS TRÊS PILARES COMPARATIVOS ENTRE SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E ISOLADAS À GÁS”**, obtendo a nota 10,0 (DEZ) e conceito APROVADO.



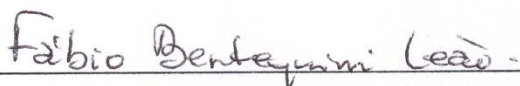
Prof. Dr. Carlos Antonio Alves

- Orientador



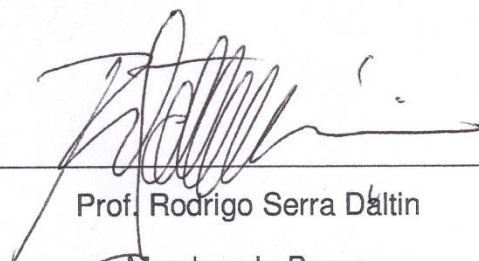
João Pedro Gonçalves Torres

- Discente -



Prof. Dr. Fabio Bertequini Leão

- Membro da Banca -



Prof. Rodrigo Serra Daltin

- Membro da Banca -

DEDICO

À minha mãe Márcia Cristina Gonçalves Torres e
a meu pai Jorge Francisco Torres.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais, Jorge e Márcia, pelo carinho, motivação e suporte durante toda minha trajetória de vida.

À minha irmã, por todas as reflexões, conversas e momentos de lazer que foram essenciais durante minha faculdade.

Aos meus amigos, pelo acolhimento que me forneceram em meus momentos mais difíceis, e por acreditarem em mim quando pensava em desistir. Não chegaria ao término deste curso sem vocês.

Ao meu professor orientador e amigo, Carlos Alves, por não só contribuir durante minha formação acadêmica como pela excelente orientação nos caminhos a serem seguidos neste trabalho de graduação.

Aos profissionais da equipe de vendas e engenharia da Siemens Energy, pela experiência profissional e visão de mercado que me forneceram, bem como suporte adicional em tópicos deste trabalho de graduação. Um agradecimento especial aos meus colegas de trabalho Renato, Felipe, Angela, Arthur, Daniel, Ricardo e André.

RESUMO

Ao optar pela construção de uma subestação de alta tensão, os projetistas e engenheiros, em fase de projeto, devem realizar diversos estudos focados nas características técnicas e estruturais da instalação, de forma a viabilizar uma solução para a sua demanda com o melhor custo-benefício. No entanto, com o passar dos anos, novas maneiras de projetar e construir uma subestação surgiram no mercado, entre elas as chamadas subestações compactas, conhecidas como *Gas-insulated switchgear* (GIS), as quais, a priori, apresentam maiores vantagens estruturais a médio e longo prazo frente às convencionais devido a estarem normalmente abrigadas e imunes a intempéries climáticas, contudo tais características também as tornam menos competitivas em termos de custo. Este trabalho propõe uma análise comparativa entre arranjos de subestações ao tempo e GIS, realizada por meio do levantamento de dados técnicos, comerciais e de confiabilidade referentes a projetos já existentes, a fim de orientar possíveis decisões de projeto, nas quais não se compara apenas equipamento com equipamento, mas sim o que está intimamente ligado com cada solução.

Palavras-chave: Alta Tensão. Subestações. SF6. *Gas-Insulated Switchgear*.

ABSTRACT

When settling the construction of a high voltage substation, designers, and engineers, during the initial planning stage, must do several studies focused on the technical and structural characteristics of the installation, to provide a solution for their demand with the best value for money. However, over the years, new ways of designing and building a substation have emerged on the market, including the so-called compact substations, known as Gas-insulated switchgear (GIS), which it is known to have greater structural advantages at medium and long-term compared to conventional ones due to being normally sheltered and immune to weather conditions, however such characteristics also make them less competitive in terms of cost. Therefore, this study proposes a comparative analysis between those layouts (conventional ones and GIS), made through the collection of technical, commercial and reliability data, referring to existing projects, to guide possible requirements decisions, in which not only equipment are compared, but what is closely linked with each solution.

Keywords: High Voltage. Substations. SF6. Gas-Insulated Switchgear.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia.....	19
Figura 2. Transformador de Potência de Alta Tensão.....	24
Figura 3. Exemplo disjuntor de alta tensão.....	25
Figura 4. Abertura dos pólos de um disjuntor com método de autocompressão.....	27
Figura 5. Seccionadora 245 kV dupla lateral, com para-raios integrados.....	29
Figura 6. Para-raios de alta tensão.....	31
Figura 7. Reator trifásico empilhado limitador de corrente.....	32
Figura 8. Transformadores de Instrumento.....	34
Figura 9. Equipamentos principais de alta tensão integrados de uma subestação.....	36
Figura 10. Estrutura geral de uma GIS.....	39
Figura 11. Redução de espaço oriunda da adoção de soluções GIS.....	40
Figura 12. Princípio de extinção de arco de um disjuntor 145 kV GIS.....	42
Figura 13. Seção transversal de um seccionador GIS em fase isolada.....	43
Figura 14. Para-raios GIS.....	45
Figura 15. Invólucro trifásico GIS.....	46
Figura 16. Invólucro monofásico GIS.....	47
Figura 17. Configuração em barra dupla com disjuntor simples a três chaves.....	51
Figura 18. Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.....	52
Figura 19. Esquemático conceitual simplificado arranjo BD4 AIS: 138 kV.....	54
Figura 20. Esquemático conceitual arranjo BD3 GIS: 138 kV.....	55
Figura 21. Para-raios e seccionadores AIS nos <i>bays</i> da GIS.....	57
Figura 22. Planta de uma subestação convencional AIS BD4 138 kV.....	61
Figura 23. Planta de uma subestação GIS BD3 138 kV.....	62
Figura 24. Apresentação de empreendimentos PET da base de dados.....	65
Figura 25. Banco de preços Aneel - custos de infraestrutura comuns à SE.....	66
Figura 26. Comparativo de custo estimado AIS x GIS em relação a estimativas.....	71
Figura 27. Comparação de custos AIS estimada e SE Industria.....	74
Figura 28. Comparação de custos GIS estimada e SE CIDADE.....	76
Figura 29. Comparação custo SE INTERIOR com SE AIS Estimada.....	78
Figura 30. Comparação custo SE SUBTERRÂNEA com SE GIS Estimada.....	80
Figura 31. Frequência de interrupção total.....	86
Figura 32. Duração de interrupção total.....	86
Figura 33. Frequência de interrupção.....	87

Figura 34. Duração de interrupção.....	87
Figura 35. Comparação de custos totais SE SUBTERRÂNEA e SE INTERIOR.....	89
Figura 36. Fator terreno ao longo do trabalho.....	91
Figura 37. Fundamentação de escolha entre AIS e GIS.....	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Classificação de subestações quanto a classe de tensão.....	20
Tabela 2. Características elétricas principais de um transformador de potência.....	23
Tabela 3. Dados característicos de um disjuntor de alta tensão.....	26
Tabela 4. Dados característicos de um seccionador de alta tensão.....	29
Tabela 5. Dados característicos de um para-raios de alta tensão.....	31
Tabela 6. Relevância: Aspectos Técnicos AIS x GIS.....	59
Tabela 7. Dados gerais das plantas das subestações na mesma escala.....	63
Tabela 8. Estimativa de investimento necessário de projeto.....	67
Tabela 9. Custos de implantação do arranjo GIS BD3 138 kV.....	69
Tabela 10. Detalhamento Módulos de Manobra arranjo GIS BD3 138 kV.....	70
Tabela 11. Custos de implantação do arranjo AIS BD4 138 kV.....	70
Tabela 12. Divisão de custos da implantação da SE INDÚSTRIA AIS.....	73
Tabela 13. Custo do arranjo AIS BD4 138 kV (reorganizado).....	74
Tabela 14. Divisão de custos da implantação da SE CIDADE GIS.....	75
Tabela 15. Custos do arranjo GIS BD3 138 kV (reorganizado).....	75
Tabela 16. Custos totais – projeto SE INTERIOR.....	77
Tabela 17. Custos totais – projeto SE SUBTERRÂNEA.....	80
Tabela 18. Custos totais projeto SE SUBTERRÂNEA x SE GIS Estimada.....	81
Tabela 19. Interrupções não programadas dos estudos da Subestação NOVA.....	85
Tabela 20. Interrupções programadas dos estudos da Subestação NOVA.....	86
Tabela 21. Correlação SE NOVA x SE INTERIOR e SE SUBTERRÂNEA.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS

AIS	<i>Air-insulated switchgear</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
AT	Alta Tensão
BD3	Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três Chaves
BD4	Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COGE	Comitê de Gestão Empresarial
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DJ	Disjuntor
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
GIS	<i>Gas-insulated switchgear</i>
LT	Linha de Transmissão
MaF	<i>Major Failures</i>
MiF	<i>Minor Failures</i>
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>
NBI	Nível Básico de Impulso
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PR	Para-raios
SC	Seccionador
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF6	Hexafluoreto de Enxofre
TI	Transformador de Instrumento
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TPI	Transformador de Potencial Indutivo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. Objetivos	15
1.2. Referências consultadas	16
1.3. Organização do texto	17
2. SUBESTAÇÕES AO TEMPO.....	18
2.1. Equipamentos	20
2.1.1. Transformador de Potência	22
2.1.2. Disjuntor.....	25
2.1.3. Chave Seccionadora.....	28
2.1.4. Para-raios	30
2.1.5. Reator	31
2.1.6. Transformador de Instrumento.....	33
2.1.7. Banco de Capacitores.....	35
2.1.8. Resistor de Aterramento	35
2.1.9 Barramento e demais estruturas.....	36
3. A SOLUÇÃO GIS EM SUBESTAÇÕES	38
3.1. Equipamentos e conceitos	40
3.1.1. Gás Hexafluoreto de Enxofre.....	40
3.1.2. Barramento	41
3.1.3. Disjuntor.....	41
3.1.4. Seccionadores	43
3.1.5. Para-raios	44
3.1.6. Conexões e demais estruturas	45
4. CONFIGURAÇÕES DE BARRA	49
4.1 BD3 – Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três Chaves	50
4.2 BD4 - Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves	51
5. AVALIAÇÃO COMPARATIVA AIS x GIS	53
5.1. Premissas de análise	53
5.2. Análise Técnica e Impactos no Tamanho do Terreno.....	54
5.2.1. Análise Técnica.....	54
5.2.2. Análise de Impactos no Terreno	59
5.3 Análise de Custo	64
5.3.1 Custo Estimado.....	64

5.3.2. Caso Real	77
5.4. Impactos a Longo Prazo: Indicadores de Operação e Manutenção MTBF	82
5.5. Resultados e discussões	88
6. CONCLUSÃO.....	97
REFERÊNCIAS.....	99

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica possui papel fundamental na sociedade moderna e suas estruturas estão presentes nas mais diferentes formas, níveis de tensão e complexidade. No entanto, temas relacionados à alta tensão ainda são muito abrangentes e de difícil acesso. Por esta razão, o presente trabalho foi realizado com o intuito de estudar e contribuir para o aumento de material acadêmico disponível relacionado à subestações de alta tensão, de forma a apresentar seu escopo e definições-padrão, desde seus elementos mais simples aos mais modernos que demandam maior compactação para funcionamento seguro, sinalizando, no processo, a tendência de tais instalações para o futuro.

Com a crescente expansão das cidades brasileiras, visto que, apenas em 2021, foi registrado um crescimento urbano a uma taxa anual de 1,97% (FERNANDES, 2022), acompanhado de aumentos graduais nos preços das terras, torna-se cada vez mais burocrático o processo de construção e/ou ampliação de subestações instaladas ao tempo. Paralelamente, construções como shoppings, estádios de futebol, shows e eventos tornam-se comuns em grandes centros urbanos, aumentando a demanda por um sistema de energia que atenda cada um desses estabelecimentos de forma isolada, de forma que a instalação se encaixe em ambientes de espaços reduzidos e que sua estrutura não seja visível para o público.

Neste contexto, serão apresentadas e estudadas neste trabalho duas estruturas de subestações de alta tensão que se diferem, principalmente em seus aspectos construtivos: a instalação convencional ao tempo e a instalação abrigada (GIS). De forma que, ao final do trabalho, seja possível comparar vantagens e desvantagens de ambas por meio de uma análise técnica e comercial – servindo como orientação para possíveis engenheiros e projetistas ao fundamentar uma escolha de projeto. Funcionando, portanto, como um “guia de comparação” entre as tecnologias, no qual não se compara apenas os equipamentos ou custos envolvidos, mas sim o que está intimamente ligado com cada solução e seus valores agregados.

1.1. Objetivos

O presente trabalho tem o objetivo auxiliar, por meio de aspectos técnicos e comerciais, a decisão de escolha de projeto frente a duas opções de formas de

implantação de subestações de Alta Tensão: a forma convencional – instalada ao tempo; ou compacta – isolada a gás SF6.

1.2. Referências consultadas

Para a elucidação de conceitos e arranjos teóricos, foi utilizado como base de consulta principal os livros “Subestações de Alta Tensão” (MAMEDE, 2021) e “Manual de Equipamentos Elétricos” (MAMEDE, 2005), os quais retratam, de forma teórica, o escopo de uma subestação de alta tensão e seus equipamentos.

O artigo “Circuit Configuration Optimization” (CIGRÉ, 2014), o qual elenca as principais configurações de barra empregadas no mercado de transmissão, também foi utilizado como fonte de referências adicionais. Demais informações foram obtidas em consultas na literatura, em acervos de equipamentos de fornecedoras e em médias de mercado.

Devido ao fato da tecnologia GIS ser exclusiva de apenas alguns fornecedores e, quando utilizada em projetos brasileiros ser majoritariamente importada, o conteúdo referente a este tema foi abrangido de forma conceitual. Quando necessários projetos reais, retirou-se toda e qualquer menção a fornecedores e clientes. Da mesma maneira, os dados comerciais e índices utilizados são oriundos predominantemente de fontes públicas (ANEEL e EPE, por exemplo) e quando não, alterou-se por questões de confidencialidade. Tais ações são necessárias, pois princípios de funcionamento e demais aspectos técnicos para projeto não são de conhecimento público.

Também estarão ausentes aspectos relacionados à arquitetura e demais obras civis, como elaboração de plantas, desenhos técnicos de equipamentos e circuitos de estruturas individuais.

Condições comerciais e burocráticas, sujeitas à alta volatilidade e que causam atrasos em processos e no volume de custo de obras, também ficarão de fora quando realizado o comparativo comercial. Destas, destacam-se, por exemplo, o tempo de processo de aquisição de equipamentos (por meio de leilão ou pregões públicos), instabilidade de câmbio, inflação, entre outras condições macroeconômicas imprevisíveis.

A análise de confiabilidade leva em conta indicadores de operação de equipamentos de pátio, utilizando dados disponibilizados no artigo “*Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment (Parte 3)*” (CIGRÉ, 2013), juntamente com um estudo de confiabilidade desenvolvido por uma fornecedora que visava avaliar a substituição de uma solução AIS por uma GIS, em uma obra já existente.

1.3. Organização do texto

O trabalho está organizado em seis capítulos, de forma que, no primeiro capítulo se encontram os tópicos introdutórios do estudo.

O Capítulo 2 abordará a organização geral de uma subestação convencional de alta tensão, ressaltando as principais definições utilizadas no mercado, bem como elementos de pátio mais usuais em uma instalação padrão.

O Capítulo 3 apresentará o conceito e fundamentação teórica de uma subestação compacta isolada a gás SF6 ressaltando principalmente suas diferenças frente à subestação convencional.

O Capítulo 4 abordará as diferenças entre dois tipos de configurações de barra, os quais definem teoricamente a organização geral de uma subestação.

O Capítulo 5 apresentará um comparativo técnico, comercial e de confiabilidade referentes à implantação dos arranjos AIS e GIS em padrões comuns de mercado no qual se avalia quais fatores fundamentam a tomada de decisão da solução a ser empregada no projeto de uma subestação de alta tensão.

Por fim, o Capítulo 6 trará as conclusões finais sobre o presente trabalho, avaliando a viabilidade e aplicação do estudo.

2. SUBESTAÇÕES AO TEMPO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro é organizado em torno de três grandes segmentos: a geração, a transmissão e a distribuição. O SEP, engloba estruturas desde as usinas geradoras, linhas de transmissão até mesmo os transformadores presentes nos postes residenciais, os quais permitem que a energia chegue aos consumidores. No entanto, não foi citado, propositalmente, um importante componente deste complexo sistema, o qual será o foco de estudo deste trabalho: as subestações.

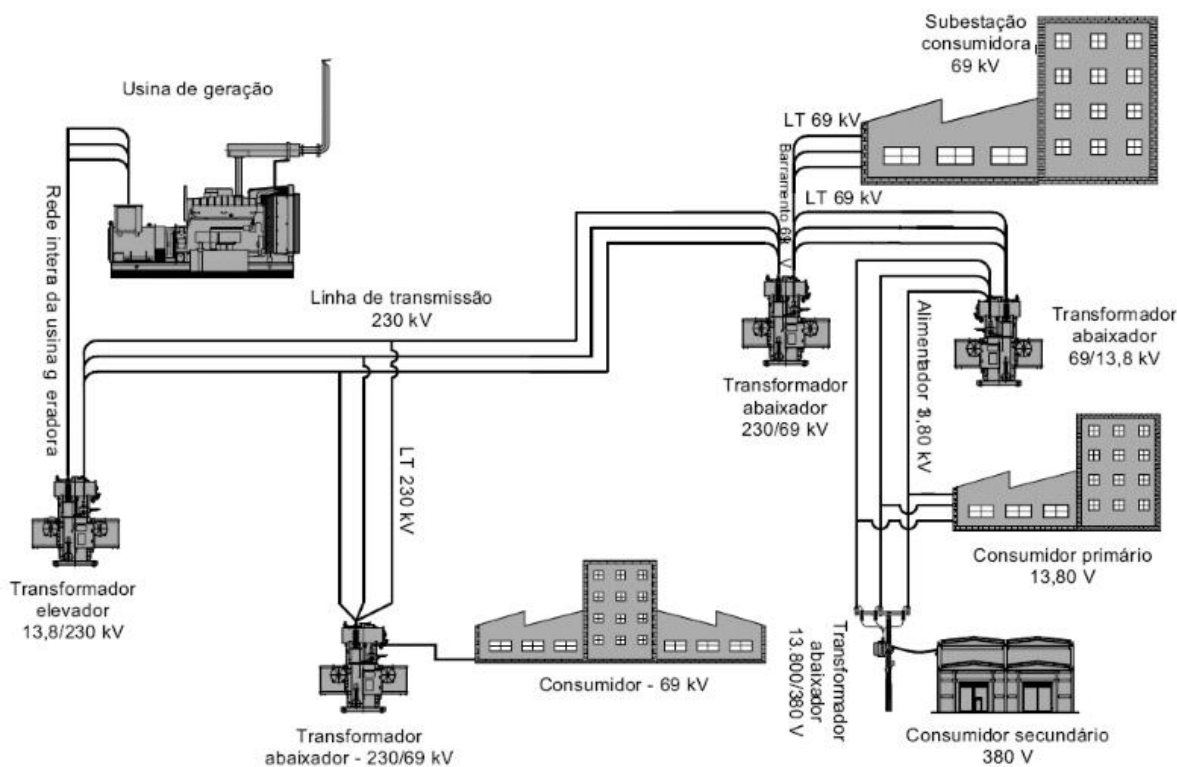
Subestações são conjuntos de instalações elétricas que interligam os elementos dos três pilares do SEP fazendo com que funcionem corretamente, tornando possível, por exemplo, que a energia de uma estação geradora chegue em segurança e pronta para o uso em ambientes residenciais e industriais. Além disso, agrupam equipamentos, aparelhos de medição e controle, condutores e demais componentes destinados à manobra, proteção e transformação das grandezas elétricas da instalação (ANEEL, 2021). Por conseguinte, subestações são os elementos conectores, junto às linhas de transmissão (LT), que tornam possível a energia avançar da geração para a transmissão, e da transmissão para distribuição, chegando em seu destino: o consumidor (MAMEDE, 2021).

As subestações (SE) estão presentes nos três segmentos do SEP (majoritariamente na transmissão e distribuição) e, para que atuem como os “elementos conectores” citados, devem ser capazes de elevar ou reduzir a tensão para níveis demandados. Tal característica é definida principalmente pela relação de transformação do equipamento chamado transformador de potência, o qual também classifica essas estruturas em duas categorias: Subestações Elevadoras e Subestações Abaixadoras.

Também há outras classificações de subestações de alta tensão atreladas ao segmento no qual estão incluídas ou funções que exercem, como por exemplo: subestações de distribuição, subestações de subtransmissão, subestações receptoras de transmissão, subestação de consumidor, entre outras. No entanto, todas se adequam às duas classificações gerais citadas.

A Figura 1 representa a composição do SEP, destacando a importância de tais elementos.

Figura 1. Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia.



Fonte: MAMEDE, 2021.

Também há classificações que estão atreladas a outras funções e atributos que a instalação pode possuir, tais como capacidade de ser instalada em veículos para atendimento emergencial ou prestações de serviços (Subestações Móveis) ou realizar o chaveamento de linhas de transmissão (Subestações de Manobra), entre outras (MAMEDE, 2021). No entanto, por serem atípicas no cenário brasileiro, ficarão de fora do escopo deste estudo.

Subestações possuem relação direta com o nível de tensão do sistema a qual estão inseridas e, uma vez que este trabalho mantém o foco em Alta Tensão, conceitua-se, tal qual definido conforme a norma NR 10 (MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO, 2004), como sendo definido pelos níveis de tensão superiores a 1 kV em corrente alternada ou 1,5 kV em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra.

As subestações AT do território brasileiro podem ser classificadas conforme suas características principais, tal qual evidenciado pela Tabela 1 a seguir.

Tabela 1. Classificação de subestações quanto a classe de tensão

Classe de Alta Tensão (kV)	Definições e Considerações	Tamanho e estruturas
Até 13,8	Sistema de Distribuição	Subestações de Pequeno e Médio Porte
69 a 145	Sistema de Subtransmissão	Subestações Convencionais
230 a 440	Sistemas de Transmissão – Nível de tensão da Rede Básica e Industrial do Sistema Interligado Nacional	Subestações com tamanho considerável
550 ou superior	Extra Alta Tensão	Subestações de Grande Porte
800 e superior	Ultra Alta Tensão	Porte

Fonte: Adaptado de MAMEDE, 2021.

Para que os níveis sejam alcançados, conforme já citado, é necessário que a SE possua como principal elemento o transformador de potência. No entanto, é errôneo pensar que este, sozinho, possa ter algum de seus enrolamentos ligados diretamente à rede, preservando a integridade e a segurança do sistema. Deste modo, apenas este equipamento não é capaz de fazer a interface entre geração-transmissão ou transmissão-distribuição, característica das subestações.

Sendo assim, é necessário o uso de equipamentos de proteção, monitoramento e transformação, além de uma infraestrutura adicional robusta para que, juntos e interligados em uma obra civil e elétrica, tornem viável a interligação com demais elementos do SEP; este conjunto completo é o que conhecemos por subestação.

2.1. Equipamentos

Uma vez formalmente definindo o que é uma subestação convencional, pode-se organizá-la em termos de seus principais elementos da seguinte forma:

1. Transformador de Potência;
2. Disjuntor;
3. Chave Seccionadora;

4. Para-raios;
5. Reator;
6. Transformador de Instrumento;
7. Banco de Capacitores;
8. Resistor de Aterramento;
9. Barramento e demais estruturas;

Segundo os requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos definidos tal qual o Operador Nacional do Sistema Elétrico, todos os citados, bem como suas instalações, não podem comprometer o desempenho sistêmico da rede básica, impor restrições ou limitar a operação desta ou das demais instalações destinadas a interligações nela conectadas (ONS, 2021).

Desta maneira é importante ressaltar que, nas etapas iniciais de projeto, os equipamentos em geral são dimensionados para atender padrões de tamanho, posição, aterramento e demais características técnicas para operação segura da rede, uniformizando a SE como um todo.

Estes padrões são definidos por concessionárias de energia públicas por meio da definição de normas técnicas que devem ser seguidas à risca em uma subestação que as utiliza.

Alguns dos padrões de equipamentos e barras empregados no mercado atual são: Padrão Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Padrão Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Padrão Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e Padrão Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

Neste contexto, os principais elementos (exceto equipamentos de pátio) que dependem dos padrões citados são os chamados de *bays* ou vãos, os quais, segundo MAMEDE (2021), podem ser definidos ou não como a parte da subestação. Assim, podem corresponder a uma entrada (vão de entrada de linha), à saída de linha (vão de saída de linha), a um transformador (vão de transformador) ou a um equipamento utilizado na subestação, como, por exemplo, banco de capacitores, entre outros.

A classificação quanto ao isolamento dos equipamentos de pátio relaciona-se com a forma em que a isolação do dielétrico é realizada, podendo ela ser feita por meio do próprio ar ou utilizando gás, óleo ou demais soluções. Para o primeiro caso,

define-se o que são conhecidos como *Air-insulated switchgear* (AIS) e, uma vez que uma subestação convencional de instalação ao tempo possui grande parte de seus equipamentos com este tipo de isolamento. Também é comum atribuir a classificação de AIS para toda a SE.

2.1.1. Transformador de Potência

O transformador de potência ou de força é o responsável por elevar ou abaixar os níveis de tensão no sistema elétrico da instalação. De forma geral, realiza a transferência de potência por meio de indução eletromagnética, transformando tensão e corrente alternadas entre dois ou mais circuitos, normalmente sem mudança de frequência (TSEA, 2018).

O funcionamento de um transformador de potência é análogo ao de um transformador de bancada laboratorial comum, o qual realiza a transformação da tensão aplicada em seu terminal primário em outra em seu secundário, por meio de um coeficiente K , definido pela razão entre o número de espiras dos dois enrolamentos.

A principal diferença entre transformadores de alta tensão e transformadores laboratoriais de bancada relaciona-se ao tamanho do primeiro ser consideravelmente maior e depender do uso de buchas de passagem para interligação segura com mais equipamentos.

Em subestações de alta tensão, a principal função do transformador de potência é elevar ou abaixar a tensão oriunda das linhas de transmissão ou barramentos que chegam em seus *bays* para que seja repassada para outros sistemas ou eventualmente retornar as LTs, evitando perdas de energia ao longo do percurso.

No geral, transformadores de potência podem ser do tipo elevadores ou abaixadores, os quais são definidos principalmente pela forma em que são feitas suas ligações de primário e secundário. Sendo assim, também são os responsáveis pela classificação geral das subestações de alta tensão citadas no início da sessão 2.

Conforme MAMEDE (2021), as características principais dos transformadores de potência podem ser elencadas conforme a Tabela 2 a seguir.

Tabela 2. Características elétricas principais de um transformador de potência.

Característica Elétrica		Definições e Considerações
I.	Potência Nominal	Trata-se do valor convencional da potência aparente que serve de base ao projeto do transformador de força, ou seja, a potência que este fornecerá de forma contínua à carga.
II.	Tensão Nominal	Trata-se do valor eficaz da tensão que é aplicada aos terminais de linha dos enrolamentos do transformador. Dependem diretamente da ligação que foi feita internamente no equipamento.
III.	Corrente Nominal	Trata-se do valor eficaz da corrente que circula no terminal de linha dos enrolamentos do transformador.
IV.	Frequência Nominal	Trata-se da frequência projetada para o transformador atuar, usada como base para determinação de todos os demais parâmetros do equipamento. De forma geral, deve ser a mesma da rede onde o equipamento será instalado.
V.	Perdas	Trata-se da potência absorvida pelo transformador e dissipada, em forma de calor pelos enrolamentos primários e secundários e pelo núcleo de ferro. Podem ser classificadas de quatro maneiras: Perdas a vazio, Perdas por correntes parasitas ou de Foucault, Perdas por histerese magnética ou Perdas em carga.
VI.	Rendimento	Trata-se da relação entre a potência elétrica fornecida pelo secundário do transformador e a potência elétrica absorvida pelo primário.
VII.	Regulação	Trata-se da variação de tensão no secundário do transformador, desde o seu funcionamento a vazio até a operação a plena carga, considerando a tensão primária constante.
VIII.	Defasamento Angular	É a diferença entre os fasores que representam as tensões entre o ponto neutro e os terminais correspondentes de dois enrolamentos, quando um sistema de sequência positiva de tensão é aplicado aos terminais de tensão mais elevada, na ordem numérica desses terminais.

Fonte: Adaptado de MAMEDE, 2021.

Além disso, os transformadores de potência são classificados quanto ao seu isolamento interno, usualmente feito de duas formas principais: a óleo e a seco. No primeiro caso, o óleo, por possuir características isolantes, é utilizado como o

responsável por garantir o isolamento e a proteção quanto ao aquecimento e eventuais descargas no equipamento, visto que este está sujeito a tensões elevadas; desta forma, tanto o núcleo quanto os enrolamentos são mergulhados neste fluido para garantir tais objetivos. No segundo caso, tais características são obtidas ao selar os enrolamentos e o núcleo dentro de um tanque com ar pressurizado; esta pressão extrema é o elemento responsável por garantir a isolação desejada (WISE Transformadores, 2020).

Em termos comparativos, o transformador a óleo é mais competitivo e possui alta durabilidade, no entanto, apresenta riscos quanto à ocorrência de incêndios devido à característica do isolador empregado, implicando também em riscos à integridade física da instalação. Em contrapartida, o transformador a seco, por ser uma solução mais moderna, apresenta custos menos competitivos, porém, pode compensar devido a sua melhor segurança e resistência. Um exemplo de transformador de potência de alta tensão a óleo é indicado conforme a Figura 2.

Figura 2. Transformador de Potência de Alta Tensão.



Fonte: TSEA Energia, 2018.

Em todos os casos, conforme HORIKAWA (2013), dado o grau de importância dos transformadores de força na SE, estes são caracterizados por serem um dos elementos mais caros do projeto, bem como um dos maiores em tamanho.

2.1.2. Disjuntor

Em se tratando de dispositivos de manobra, isto é, equipamentos com capacidade de impedir ou permitir a passagem de corrente elétrica entre a fonte e a carga através de manobras como desligamento ou acionamento (FOX LUX, 2020), destaca-se o disjuntor de alta tensão, alocado em uma subestação como um dos principais equipamentos desta categoria.

O disjuntor é capaz de interromper e estabelecer correntes elétricas tanto em condições normais quanto anormais, tais como o curto-circuito. Logo, trata-se de um equipamento voltado, majoritariamente, para a proteção da SE e seus equipamentos. A Figura 3 representa um modelo de disjuntor tripolar de alta tensão.

Figura 3. Exemplo disjuntor de alta tensão.



Fonte: SIEMENS ENERGY MANAGEMENT DIVISION, 2021.

O disjuntor de alta tensão frequentemente atua em conjunto com relés de proteção e chaves seccionadoras. É usado quando se faz necessário conectar ou desconectar circuitos nos barramentos ou também conectar diferentes barramentos ou seções no sistema, pois interrompe as correntes de defeito do circuito durante o menor espaço de tempo possível. Em complemento, os disjuntores de alta tensão podem possuir a capacidade de interromper correntes de circuitos operantes a plena carga ou a vazio, além de energizar os mesmos circuitos em condições de operação normal ou em falta (MAMEDE, 2021).

Dada sua função, o disjuntor de alta tensão deve possuir uma estrutura robusta que o permita suportar condições agressivas de operação e que, ao mesmo tempo, seja extremamente confiável. Os disjuntores de alta tensão mais comuns no mercado de energia nacional são os classificados como “tanque vivo”, isto é, um disjuntor cujas unidades interruptoras estão em um tanque isolado da terra, ou seja, expostas a um alto potencial de tensão. Por essa razão, apresentam um alto risco de acidentes, visto que há risco de contatos com partes energizadas.

Em se tratando de projeto e adequação deste equipamento na obra, alguns dados podem ser considerados antes de fundamentar uma escolha de um disjuntor. Tais dados estão indicados conforme a Tabela 3.

Tabela 3. Dados característicos de um disjuntor de alta tensão.

Tipo de dados	Definições e Considerações
Dados Elétricos	Tensões Nominais e Tensão Suportável nominal a impulso atmosférico ou Nível Básico de Impulso (NBI).
Dados de Interrupção	Tipo de tecnologia para extinção de arco elétrico e Capacidade de Interrupção.
Dados Mecânicos	Distância de Escoamento. Mínima distância de arco.
Outros Dados	Tipo de acionamento: Hidráulico ou a Mola.

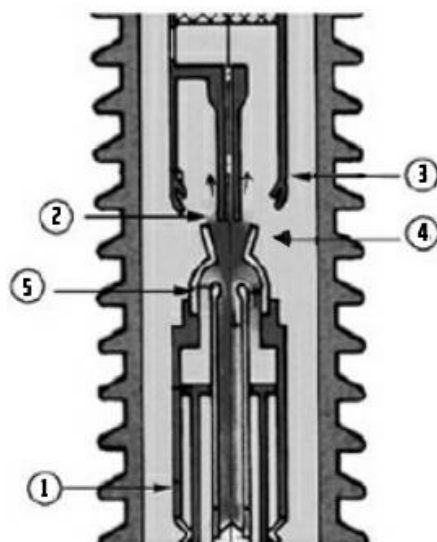
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O processo de abertura e fechamento dos pólos dos disjuntores para interrupção ou estabelecimento de corrente no sistema gera um fenômeno chamado de arco elétrico, que possui temperatura elevadíssima e pode ser extremamente perigoso para a integridade do equipamento e da subestação.

Por essa razão, os disjuntores possuem tecnologias internas para a interrupção do arco elétrico, a mais utilizada é a que emprega o gás SF₆ como dispositivo de extinção de arco elétrico.

O processo de abertura dos pólos de um disjuntor de alta tensão empregando-se o gás SF₆ para extinção de arco elétrico é evidenciada pela Figura 4.

Figura 4. Abertura dos pólos de um disjuntor com método de autocompressão



Fonte: MAMEDE, 2021.

No caso citado, o processo emprega o próprio arco elétrico para sua extinção. Conforme MAMEDE (2021), ao iniciar a interrupção, o volume de gás contido no cilindro de compressão (1) é pressionado devido ao deslocamento para baixo do conjunto formado pelo próprio cilindro: pelo contato móvel (5) e pelo bocal de injeção (4). Este movimento faz com que a corrente deixe de ser conduzida pelos contatos paralelos (3) e passe a fluir apenas através do pino de contato (2). A separação desses dois elementos, efetuada logo após, gera um arco elétrico. No entanto, devido ao aumento da pressão no cilindro, um intenso sopro de gás SF₆ é dirigido para essa região, resfriando o arco e extinguindo-o durante a passagem da corrente pelo zero natural. Trata-se de um processo refinado e complexo e, para a operação segura do equipamento, o mesmo deve ocorrer em 3 ciclos de onda, segundo as normas vigentes até a data de elaboração do presente trabalho.

Por fim, salienta-se que o disjuntor de alta tensão também pode ser usado para manobras controladas, tais como abertura para realizar realojamento de cargas de uma barra para outra e isolamento de equipamentos de modo que manutenções possam ser realizadas de forma segura, entre outras finalidades.

2.1.3. Chave Seccionadora

O elemento que mais faz jus ao nome “equipamentos de manobra” é o conhecido por chave seccionadora. Seu princípio de funcionamento, salvo as devidas considerações, é semelhante ao de uma chave simples de um circuito eletrônico laboratorial de bancada, isto é: permitir a circulação de corrente quando seus contatos estão fechados e impedi-la quando estão abertos.

Entretanto, em se tratando de AT, toda e qualquer manobra de um seccionador deve ser realizada em situações de ausência de carga, a menos que o equipamento possua, assim como o disjuntor, mecanismos de extinção de arco elétrico. No entanto, por esta ser uma situação menos usual e de alto risco, não é uma operação recomendada por fornecedores.

Conforme MAMEDE (2021), a chave seccionadora de alta tensão é um dispositivo que assegura uma distância de isolamento entre duas partes distintas do sistema quando seus contatos se encontram na posição “aberta” e assegura a passagem de corrente quando “fechada”, de forma a suportar as sobrecorrentes normais e ocasionais, mantendo a continuidade do circuito elétrico nas condições especificadas.

Sendo assim, o seccionador é um elemento de segurança que garante a independência do sistema como um todo e é o responsável por isolar equipamentos ou demais partes da subestação para manutenção, testes e substituições de forma segura e eficiente, ou mesmo propiciar o *bypass* destes equipamentos.

Retomando a associação com as chaves de circuitos eletrônicos, as seccionadoras de alta tensão possuem tamanho consideravelmente maior e com possibilidade de aumento proporcional a tensão a que estará exposta. Sua construção também possui algumas semelhanças: é composta (em cada fase) por isoladores e um conjunto de dois contatos fixos e um contato móvel, este último, responsável por realizar a operação de manobra.

A Figura 5 exemplifica um modelo de chave seccionadora de alta tensão.

Figura 5. Seccionadora 245 kV dupla lateral, com para-raios integrados.



Fonte: SIEMENS *ENERGY MANAGEMENT DIVISION*, 2021.

Em se tratando de projeto e adequação de seccionadores na subestação, alguns dados podem ser considerados antes de fundamentar uma escolha de equipamento. Tais dados estão indicados conforme a Tabela 4.

Tabela 4. Dados característicos de um seccionador de alta tensão

Tipo de dados	Definições e Considerações
Dados Elétricos e Gerais	Tensões Nominais e Modo de Abertura, Montagem e Tipo de Isolador.
Dados Técnicos	Presença de Lâmina de Terra.
Dados Lâminas Principais	Tipo de Acionamento (Motorizado ou Manual).
Outros Dados	Presença de Mecanismo de Transferência de Barras.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O seccionador de alta tensão trata-se de um equipamento altamente customizável, visto que a abertura dos contatos, montagem e pórticos empregados também devem ser analisados, podendo ser definidos por clientes em conjunto com fornecedores – existem inúmeras variações de seccionadoras disponíveis no mercado, a exemplo de: abertura vertical com montagem horizontal, abertura semi-pantográfica com montagem vertical, abertura vertical reversa, dupla abertura lateral, entre outras.

2.1.4. Para-raios

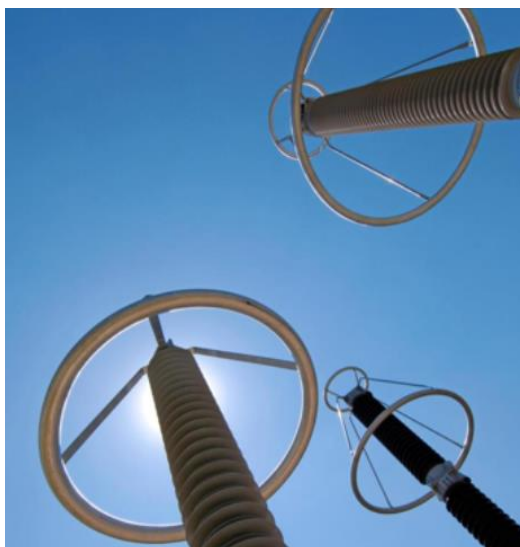
Para-raios são equipamentos de pátio normalmente instalados nas entradas das linhas de transmissão e próximos aos equipamentos mais caros e essenciais da subestação, com o intuito de protegê-los contra descargas atmosféricas ou surtos decorrentes de manobras acidentais.

Para entender seu funcionamento, comumente se emprega o exemplo de tensões definidas em pu, uma vez que, conforme médias de mercado, subestações são projetadas de forma que seus barramentos e equipamentos sejam padronizados, em termos de tensão suportável, de forma geral, em torno de 1 pu. Por outro lado, as descargas atmosféricas, neste comparativo, podem atingir até cerca de 5 pu. Uma vez que estes fenômenos são imprevisíveis e ocorrem muito rapidamente, não há tempo hábil para que os disjuntores e demais equipamentos de proteção possam atenuar e proteger a subestação de tensões de surto tão extremas. Por essa razão, se faz necessário o uso dos para-raios, os quais, quando instalados e atuantes, atenuam as tensões de descarga normalmente para valores inferiores a 2,5 pu, isto é, dentro de uma margem menos danosa ao sistema.

Logo, o para-raios opera a partir de uma resistência não-linear, em resumo, aterrando surtos de tensão ou de corrente cujos valores são superiores ao seu limite de operação, para valores absolutos dentro dos definidos por sua classe de descarga.

Em subestações de AT usuais do SEP, para-raios são majoritariamente monofásicos, isto é, para a instalação em um *bay* de transformador, se fazem necessários três unidades do equipamento para a proteção ser realizada de forma correta e segura. A Figura 6 exemplifica as três unidades necessárias de um modelo de para-raios de alta tensão monofásico.

Figura 6. Para-raios de alta tensão



Fonte: SIEMENS *ENERGY MANAGEMENT DIVISION*, 2021.

Em se tratando de projeto e adequação de para-raios na subestação, alguns dados podem ser considerados antes de fundamentar uma escolha de equipamento. Tais dados estão indicados conforme a Tabela 5.

Tabela 5. Dados característicos de um para-raios de alta tensão

Tipo de dados	Definições e Considerações
Dados Elétricos e Gerais	Tensões Nominais, Classe de Descarga e Nível Básico de Isolação do equipamento que se pretende proteger;
Dados Mecânicos	Tipo de Isolação (Polimérica ou de Porcelana), Altura a ser instalado e Distância de Escoamento
Outros Dados	Presença de acessórios (Contador de Descargas, base isolante etc.)

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.1.5. Reator

O reator é um elemento customizado e complexo, projetado de forma geral para limitar o nível de curto-circuito do sistema, embora também seja utilizado para fazer a correção do fator de potência e realizar filtragens harmônicas, dentre outras finalidades. Trabalhando em conjunto com bobinas de bloqueio, os reatores mais comuns no mercado são os reatores núcleo de ar, embora também possuam variações especiais para atender casos isolados.

Em linhas gerais, o reator núcleo a ar é um equipamento que desempenha o papel equivalente ao de uma impedância reativa, usualmente em caráter indutivo, inserida na subestação para atender aos objetivos anteriormente citados, além de outros usos, como limitação de corrente de curto-circuito ou promover o aterramento de neutro. A Figura 7 representa um exemplo de reator inserido em uma subestação.

Figura 7. Reator trifásico empilhado limitador de corrente.



Fonte: SIEMENS *ENERGY MANAGEMENT DIVISION*, 2021.

O reator pode ser inserido em série ou em paralelo com os equipamentos do barramento e, para cada caso, um tipo de modelo deve ser levado em conta, resultando em um equipamento totalmente diferente. Assim sendo, devido a sua complexidade e dependência de aspectos específicos de projeto, um reator que atende uma subestação X, dificilmente também atende uma subestação Y. Por este motivo, não são apresentados aspectos técnicos destes equipamentos neste estudo.

2.1.6. Transformador de Instrumento

Transformadores de instrumento (TI) são equipamentos cujo princípio de funcionamento se assemelha ao citado no tópico do transformador de potência, porém destinados a usos totalmente diferentes. As principais funções dos transformadores de instrumento são permitir o acoplamento de equipamentos de medição em partes de uma subestação, ou seja medir e monitorar grandezas básicas como tensão e corrente, fatores de potência, entre outros.

Os TIs são elementos da SE que fazem a interface entre a alta tensão dos equipamentos para tensões menores de forma que seja possível realizar medições, uma vez que, em termos comerciais, não é comum dispositivos de medição com fundos de escala tão altos quanto os demandados por níveis AT. Isto é, realizam o isolamento entre a alta e baixa tensão, reduzindo os níveis de corrente e tensão, de modo que equipamentos de medidas e proteção possam ler as grandezas de forma segura e em níveis adequados: tipicamente em 5 A de corrente e 115 V de tensão.

Destacam-se os Transformadores de Corrente e os Transformadores de Potencial como os Transformadores de Instrumento mais comuns, descritos como:

- Transformador de Potencial: Trata-se de um transformador abaixador que é acoplado em paralelo ou em derivação com o circuito elétrico. Caracteriza-se por possuir um terminal de saída com impedância muito grande (em teoria infinita), o que diminui consideravelmente a corrente circulante e permite que seja possível conectar um voltímetro ou instrumentos de medição semelhantes no mesmo, por isso, é um equipamento que funciona quase a vazio (OLIVEIRA; JESUS; YOKOGAWA, 2017).

O transformador de potencial possui dois princípios de funcionamento distintos, que por sua vez, dão origem a dois modelos de transformadores de potencial: o Transformador de potencial capacitivo (TPC) e o Transformador de Potencial Indutivo (TPI). Suas diferenças se dão na forma em que o divisor de tensão interno é realizado. No TPC, este divisor é feito empregando-se a reatância de um banco de capacitores acoplado antes do enrolamento, e, para o TPI, realizado por meio da reatância de indutores acoplados de forma semelhante. Em termos de tecnologia e de custo, o TPC é uma solução mais recente no mercado e seu custo, conseqüentemente, mais elevado.

- Transformador de Corrente: Trata-se de um transformador aumentador que é acoplado em série com uma fase do barramento da SE, de forma que seja possível conectar um amperímetro no terminal do secundário. Isso implica que o equipamento deve ser feito de forma que as perdas em seu núcleo sejam baixas, conseqüentemente, com correntes de excitação desprezíveis.

A Figura 8 demonstra um exemplo de transformadores de instrumento a óleo, conectados em uma subestação de alta tensão.

Figura 8. Transformadores de Instrumento 145 kV.



Fonte: *SIEMENS ENERGY MANAGEMENT DIVISION*, 2021.

Por meio dos transformadores de instrumentos, dispositivos como multímetros industriais podem ser empregados para realizar medições na instalação, visto que devem ser conectados no terminal de saída do TI e nunca em um equipamento AT diretamente. Por isso é comum que tais equipamentos já sejam fornecidos, de fábrica, com multímetros industriais acoplados.

2.1.7. Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores são equipamentos que atuam, normalmente, em conjunto com os reatores. Conforme SCARPIN (2020), dada a característica majoritariamente indutiva das cargas dos equipamentos de uma subestação. Em geral, emprega-se um banco de capacitores para realizar a correção do fator de potência do sistema, adicionando uma carga capacitiva na impedância total da instalação para compensar a corrente atrasada em relação a tensão.

Os bancos de capacitores são instalados por questões de segurança e para que a correção do fator de potência (FP) seja realizada ainda no início do arranjo da SE, normalmente, próximos aos *bays* de entrada iniciais da instalação. Suas características, relacionadas tanto à tamanho quanto à quantitativo, são definidas no projeto da subestação em suas etapas iniciais ou, em casos mais extremos, a partir de medições realizadas na obra quando esta já se encontra energizada e constata-se que o FP foi alterado, necessitando correção (SCARPIN, 2020).

2.1.8. Resistor de Aterramento

O resistor de aterramento é o elemento final de proteção da instalação, conforme SILVA (2018), destinado a atuar principalmente para evitar falhas devido a faltas, isto é, contatos não intencionais entre partes energizadas ou arcos elétricos sob diferença de potencial ou entre um condutor energizado e a terra.

Desta forma, conceitua-se os resistores de aterramento como os responsáveis por realizar a proteção da instalação contra eventuais retornos de correntes de falta para o sistema. São projetados de tal forma para suportar tais eventos por um tempo máximo estipulado até que os sistemas de proteção atuem, sendo estes normalmente empregados via relés.

Os resistores de aterramento normalmente são empregados como conjuntos de elementos resistivos envoltos por um invólucro metálico e frequentemente instalados entre o neutro do secundário do transformador de potência (ou demais equipamentos que necessitem de uma proteção ainda mais rigorosa, como os reatores) e o sistema de aterramento (SILVA, 2018).

2.1.9 Barramento e demais estruturas

A configuração geral de uma subestação instalada ao tempo, isto é, como seus equipamentos dispostos e interligados, é definida conforme configurações de barras, sendo classificadas pela disposição e quantidade de disjuntores e chaves seccionadoras ligados a um ou mais barramentos.

O tipo de barramento pode ser facilmente identificado pela análise do diagrama unifilar da subestação a ser projetada. O Capítulo 4 do presente trabalho é dedicado à definição de dois tipos de barramentos comuns no mercado de energia brasileiro.

Existem inúmeros outros equipamentos e estruturas que compõem o pátio de uma subestação de alta tensão instalada ao tempo. Dentre eles, destacam-se os relés de proteção, equipamentos de média tensão para controle e monitoramento (painéis, dispositivos de acionamento e iluminação), buchas de passagem e interligação, estruturas como a casa de comando e controle, malha de aterramento, pórticos de entrada de linhas, sistemas de proteção, entre outras estruturas que não estão no escopo do estudo.

Por fim, todos os componentes citados acima e em tópicos anteriores, ao serem incluídos em uma única obra, compõem uma subestação de Alta Tensão, tal qual evidenciado pela Figura 9 a seguir.

Figura 9. Equipamentos principais de alta tensão integrados de uma subestação



Fonte: Adaptado de Siemens Energy, 2021.

Da figura anterior, identifica-se em meio aos demais elementos do pátio da subestação, um equipamento na sessão de equipamentos isolados a gás, chamado de como GIS, o qual apresenta, dependendo da aplicação, características equivalentes a subestação completa. Esta solução será apresentada no tópico seguinte.

3. A SOLUÇÃO GIS EM SUBESTAÇÕES

Elencados todos os equipamentos e estruturas comuns a uma subestação convencional, pode-se afirmar que, quanto maior a integração de funções, mais o sistema estará sujeito a falhas, portanto um grau maior de compactabilidade é vantajoso na instalação.

Tal fato implica que maiores encapsulamentos são mais difíceis de serem realizados utilizando o ar ou o óleo como isolador dielétrico sem infringir padrões de segurança. Desta forma se faz necessário a busca de outras formas para garantir tais exigências. Ou seja, levando em conta a demanda por soluções que atendam espaços cada vez menores, a tendência de equipamentos de pátios de SEs é a compactação, sendo o futuro das instalações de alta tensão (FRONTIN, 2013).

A seguir será apresentada a tecnologia que atende justamente tais características, pois o isolamento de seus equipamentos é realizado inteiramente por meio do uso do gás SF₆. Estas são as chamadas de *Gas-insulated Switchgears* (GIS).

Por serem soluções extremamente compactas e blindadas, caracterizam-se por possuírem os equipamentos convencionais (para-raios, seccionadores, disjuntores etc.) instalados no interior de estruturas metálicas que se encaixam entre si, chamadas de módulos, os quais juntos compõem uma estrutura maior. Esta estrutura, dependendo do grau de proteção dos cubículos, pode ser instalada ao tempo ou somente em ambientes abrigados (MAMEDE, 2021).

Também é comum o uso de soluções híbridas entre GIS e AIS, em que são empregadas as soluções chamadas de “isolação híbrida” ou “módulos híbridos”, nos quais, os equipamentos são isolados a gás, permitindo a compactação, ao passo de que a conexão é feita por barramentos isolados a ar (FRONTIN, 2013). Estas soluções são muito utilizadas para expansão de SEs já existentes, cujo terreno é um fator limitante no projeto.

As soluções GIS são atualmente as mais compactas disponíveis no mercado e, são, em geral, de construção modular, com invólucro fabricado em alumínio. Todos os seus componentes e equipamentos, incluindo os barramentos, são montados e armazenados dentro de invólucros e compartimentos metálicos aterrados cheios do gás sob pressão, de forma a garantir o isolamento dielétrico (FRONTIN, 2013;

MAMEDE, 2021). Uma vez devidamente montados, constituem-se de uma estrutura metálica, semelhante à evidenciada pela Figura 10.

Figura 10. Estrutura geral de uma GIS.



Fonte: CSANYI, 2019.

A GIS é uma solução que visa atender a todos os níveis de tensão, sendo projetada, principalmente, para cenários onde a flexibilidade e compactação são extremamente necessários.

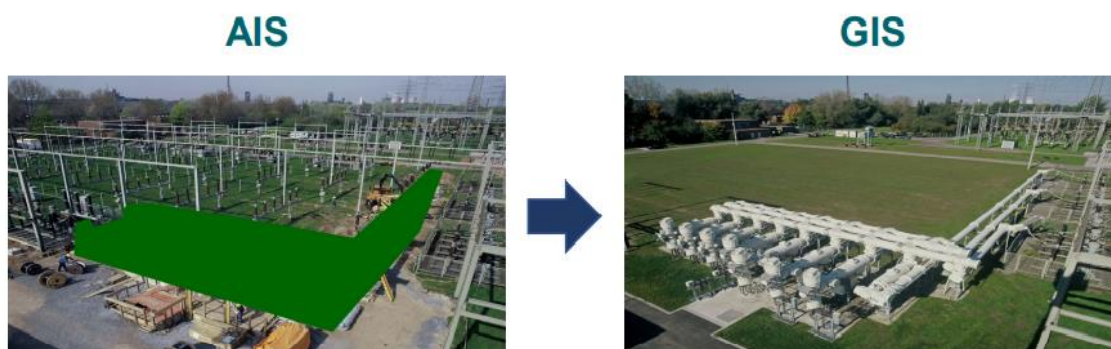
A solução GIS destina-se, portanto, a clientes que, em termos de projeto e construção possuem um espaço muito restrito, como ocorre em centros comerciais de alta concentração de carga, onde o custo do terreno é elevado, ou a carga necessita de elevadíssimo grau de confiabilidade e continuidade do serviço (MAMEDE, 2021).

Um fator fundamental desta solução está atrelado a possuir um campo magnético reduzido quando comparado a equivalentes em AIS e o campo elétrico basicamente inexistente, devido às características do gás empregado, o que garante um melhor manuseio e manutenção.

A solução GIS também permite a construção de subestações completas de tamanho até 50 vezes menores do que as isoladas a ar, conforme catálogos de fornecedores.

A diferença de tamanho entre a solução compacta e ao tempo é evidenciado pela Figura 11 a seguir.

Figura 11. Redução de espaço oriunda da adoção de soluções GIS.



Fonte: Acervo Siemens Energy.

Segundo HORIKAWA (2013), os espaçamentos mínimos elétricos para a implantação de uma GIS não possuem qualquer padrão ou norma regulamentadora, visto que seus invólucros são totalmente desenergizados e aterrados, logo dependem única e exclusivamente das fornecedoras.

3.1. Equipamentos e conceitos

São elencados a seguir alguns dos principais elementos, módulos e estruturas contidos em uma subestação GIS convencional, bem como algumas de suas características técnicas.

3.1.1. Gás Hexafluoreto de Enxofre

O responsável pelo isolamento dielétrico da solução GIS é o chamado gás SF₆ ou hexafluoreto de enxofre. Trata-se de um gás artificialmente fabricado que possui, devido a sua estrutura molecular octaédrica, uma grande estabilidade entre seu átomo de enxofre e os demais átomos de flúor, garantindo características isolantes elevadas, além de alta capacidade dielétrica. Por isso é muito usado na indústria como extintor de arco elétrico e interrupção de correntes de falhas, tal como citado no tópico de disjuntores (MARQUES, 2020).

O gás SF₆ é o elemento comum a todos os equipamentos GIS, pois suas características o fazem possuir maior rigidez dielétrica que o ar, proporcionando melhor isolamento dos equipamentos e reduzindo a distância entre condutores e entre

os próprios equipamentos, reduzindo, conseqüentemente, o tamanho da subestação como um todo em relação a AIS (VISION MATRIZ, 2022).

Além disso, conforme MARQUES (2020), o SF₆ também é um gás inodoro, incolor e não tóxico quando inalado. A principal preocupação quanto ao seu uso é o fato de ser um poderoso gás do efeito estufa – cerca de 23.500 vezes mais devastador que o CO₂ – sendo, em termos de impacto ambiental, um grama de SF₆ vazado equivalente a mais de 25 toneladas de emissão de gás carbônico. Salienta-se também que este gás pode permanecer no meio ambiente por mais de 3.000 anos.

Devido aos motivos atrelados a questões de vazamento, todos os equipamentos que o utilizam devem ser constantemente inspecionados com dispositivos e métodos detectores de vazamento, mesmo as estruturas que os empregam sendo vedadas, sendo o caso da solução GIS.

A característica nociva do gás, somado à demanda do mercado de energia por soluções sustentáveis e atreladas à descarbonização de equipamentos de média e alta tensão, tem feito muitas empresas voltarem seus estudos para encontrar substitutos para o SF₆ tanto em soluções GIS quanto em equipamentos AIS que o empregam (a exemplo do disjuntor), porém, para este trabalho, todas as soluções consideradas empregam o hexafluoreto de enxofre.

3.1.2. Barramento

A forma em que uma subestação abrigada GIS é projetada, isto é, como seus equipamentos são dispostos e interligados, também é definida conforme a configuração de barras. O tipo de barramento pode ser facilmente identificado pela análise do diagrama unifilar da subestação a ser projetada e é semelhante ao equivalente em AIS. A principal diferença, neste caso, é que o barramento também pode ser modular e interno à estrutura da GIS. O Capítulo 4 deste trabalho é dedicado à definição de barramentos e exemplificação dos tipos mais comuns no mercado.

3.1.3. Disjuntor

Em se tratando de equipamentos de manobra, o disjuntor é um dos principais representantes e possui a mesma função dos disjuntores AIS, sendo a mudança contida apenas em sua estrutura geral. Em subestações GIS, os disjuntores são incluídos em módulos de equipamentos de revestimento metálico, utilizando,

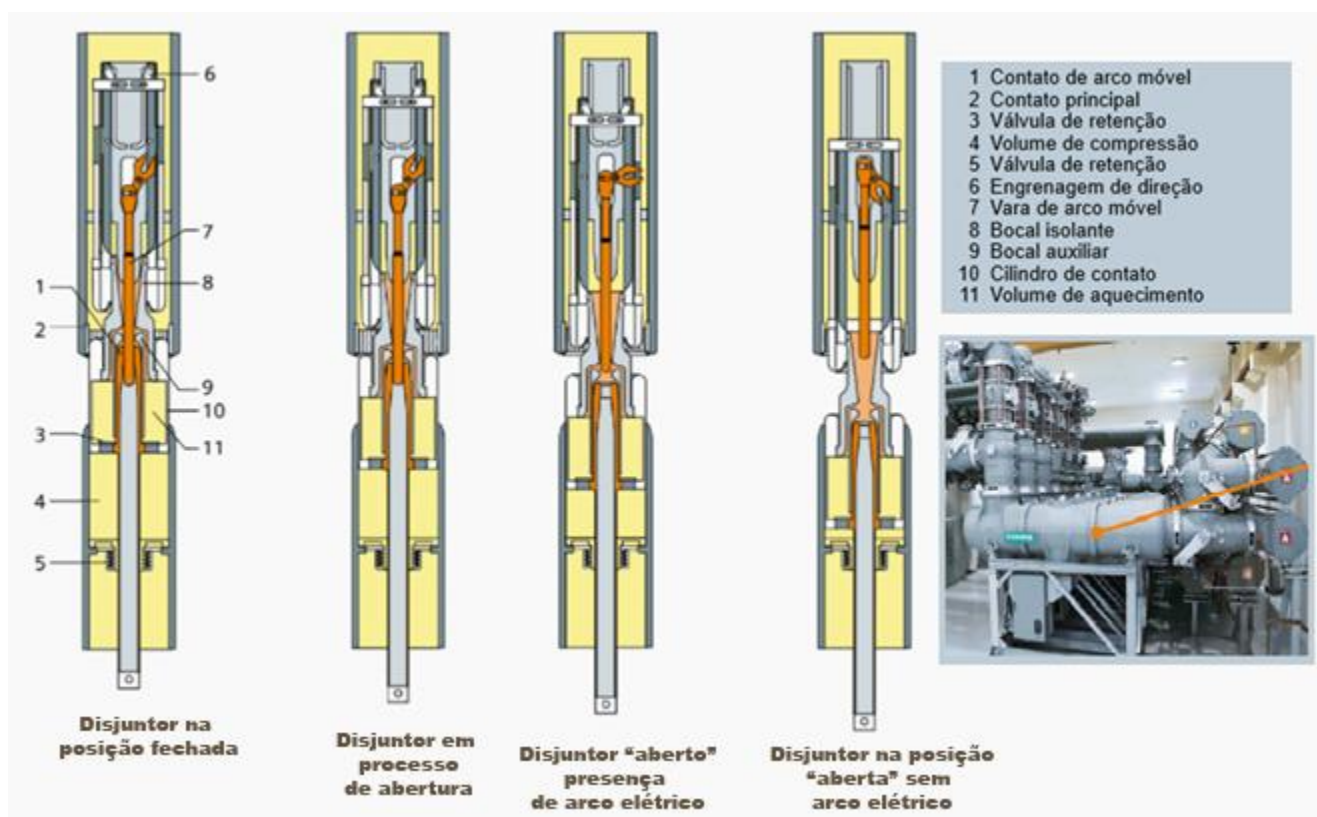
obrigatoriamente, o gás SF6 tanto para as interrupções de arco, como também para isolamento, sendo seu funcionamento exatamente o mesmo do elencado na seção 2.1.2 deste documento.

A pressão do gás SF6 em um disjuntor GIS é por volta de 0,65 Mpa. Este equipamento é comumente conectado diretamente a módulos de equipamentos que precisam da proteção adicional ou demandam interrupções controladas (CSANYI, 2019).

O mecanismo de acionamento dos disjuntores GIS pode ser à mola, hidráulico ou misto, sendo o “à mola” o mais comum nas soluções brasileiras, devido ao seu preço mais competitivo. O invólucro do disjuntor, por sua vez, também representa uma importante característica de suporte para os *bays* individuais da GIS, sendo que, frequentemente também influenciam na orientação de como o próprio equipamento será utilizado, podendo ser na configuração horizontal ou vertical.

A Figura 12 representa uma seção transversal de um disjuntor GIS vertical, exemplificando as peças envolvidas em seu princípio de extinção de arco.

Figura 12. Princípio de extinção de arco de um disjuntor 145 kV GIS



Fonte: Acervo Siemens Energy.

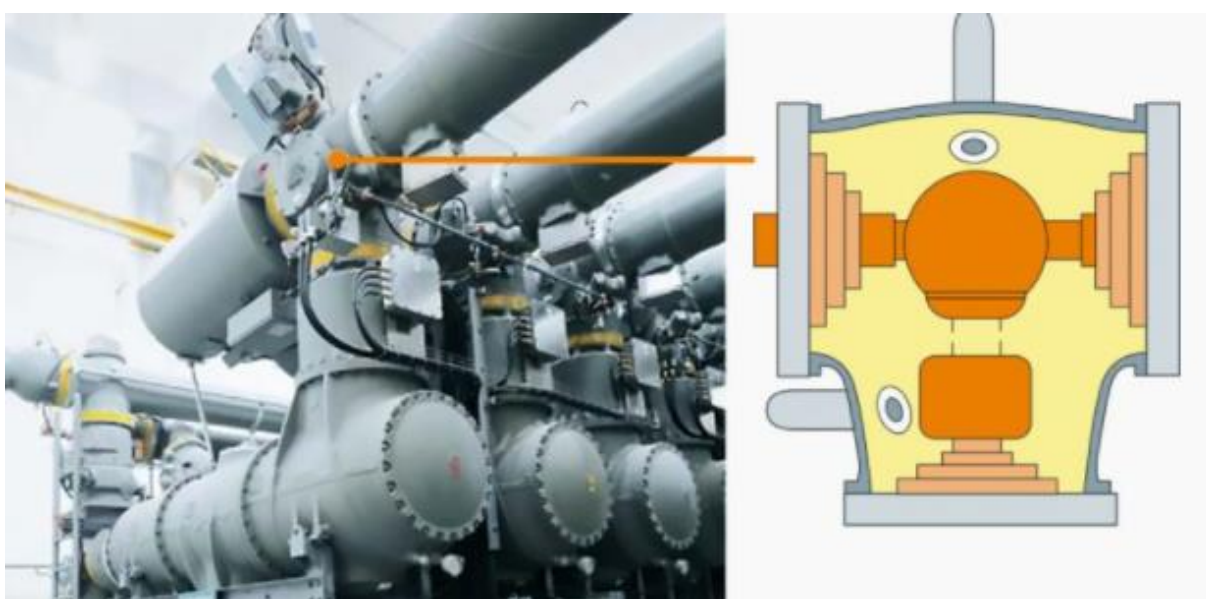
A diferença externa fundamental entre disjuntores GIS e AIS é que, no caso de subestações ao tempo, utiliza-se normalmente buchas para o acoplamento com demais equipamentos e, para GIS, os disjuntores são conectados diretamente aos módulos adjacentes.

3.1.4. Seccionadores

Os seccionadores GIS, possuem exatamente a mesma função que os da solução AIS, isto é, permitir a circulação de corrente quando seus contatos estão fechados e impedi-la quando estão abertos, providenciando proteção e isolação física adicional. Para tal, normalmente são inseridos em série com o disjuntor, sendo que, no circuito, dois seccionadores costumam ser utilizados: um do lado da linha e outro no lado da fonte. Podem ser do tipo de acionamento manual ou motorizado, sendo o segundo caso mais usado em soluções GIS (CSANYI, 2019).

Possuem a mesma estrutura padrão dos convencionais, isto é, um par de contatos fixos e um contato móvel, os quais compõem a parte ativa do seccionador. A diferença principal é que os contatos fixos são isolados por um espaço também isolado a gás, o qual, durante a operação de fechamento, preenche-se também pelo gás no movimento do contato móvel. A Figura 13 exemplifica uma seção transversal de um seccionador em uma fase isolada GIS.

Figura 13. Seção transversal de um seccionador GIS em fase isolada.



Fonte: CSANYI, 2019.

O isolador é usado para acionar o contato móvel e para isolar o acionamento dos demais componentes de alta tensão do equipamento. O tamanho e forma do seccionador são definidos pelos requisitos elétricos e mecânicos do isolador e, em se tratando de sistemas trifásicos, os isoladores de uma fase são todos configurados para operação simultânea (CSANYI, 2019).

Vedações rotativas à prova de vazamento são usadas para transferir o movimento do acionamento externo para o gás dentro do equipamento, tornando possível a operação. A pressão comum do gás SF₆ em um seccionador de alta tensão GIS é da faixa entre 0,38 Mpa a 0,45 Mpa usualmente (CSANYI, 2019).

3.1.5. Para-raios

Estes equipamentos são destinados para atenuar tensões oriundas de surtos que ocorrem devido a fatores externos ou internos à instalação, tanto AIS quanto em GIS. No entanto, devido à característica da isolação a gás e ao fato da instalação ser blindada, podendo também estar abrigada, a única chance de uma descarga atmosférica se fazer presente e causar algum dano ao sistema é por meio da conexão da GIS com o restante do sistema elétrico, portanto, somente as conexões das buchas SF₆ com o ar são problemáticas (OLIVEIRA; JESUS; YOKOGAWA, 2017).

Porém, tais equipamentos ainda são usados para proteção adicional dos cabos, da aparelhagem isolada a gás, dos transformadores e dos módulos híbridos, diferentemente de seus equivalentes em AIS.

A Figura 14 exemplifica um para-raios GIS comum no mercado.

Figura 14. Exemplo de Para-raios GIS



Fonte: HITACHI ENERGY, 2022.

No geral são equipamentos apoiados por um cilindro de isolamento dentro de uma seção do duto de fluido da GIS, sendo construídos a partir de uma pilha de resistores de óxido metálico extremamente não lineares conectados em série em um invólucro metálico sob SF6 pressurizado, de forma que todo o conjunto de para-raios seja conectado em paralelo com as buchas SF6 (HITACHI ENERGY, 2022; OLIVEIRA; JESUS; YOKOGAWA, 2017).

3.1.6. Conexões e demais estruturas

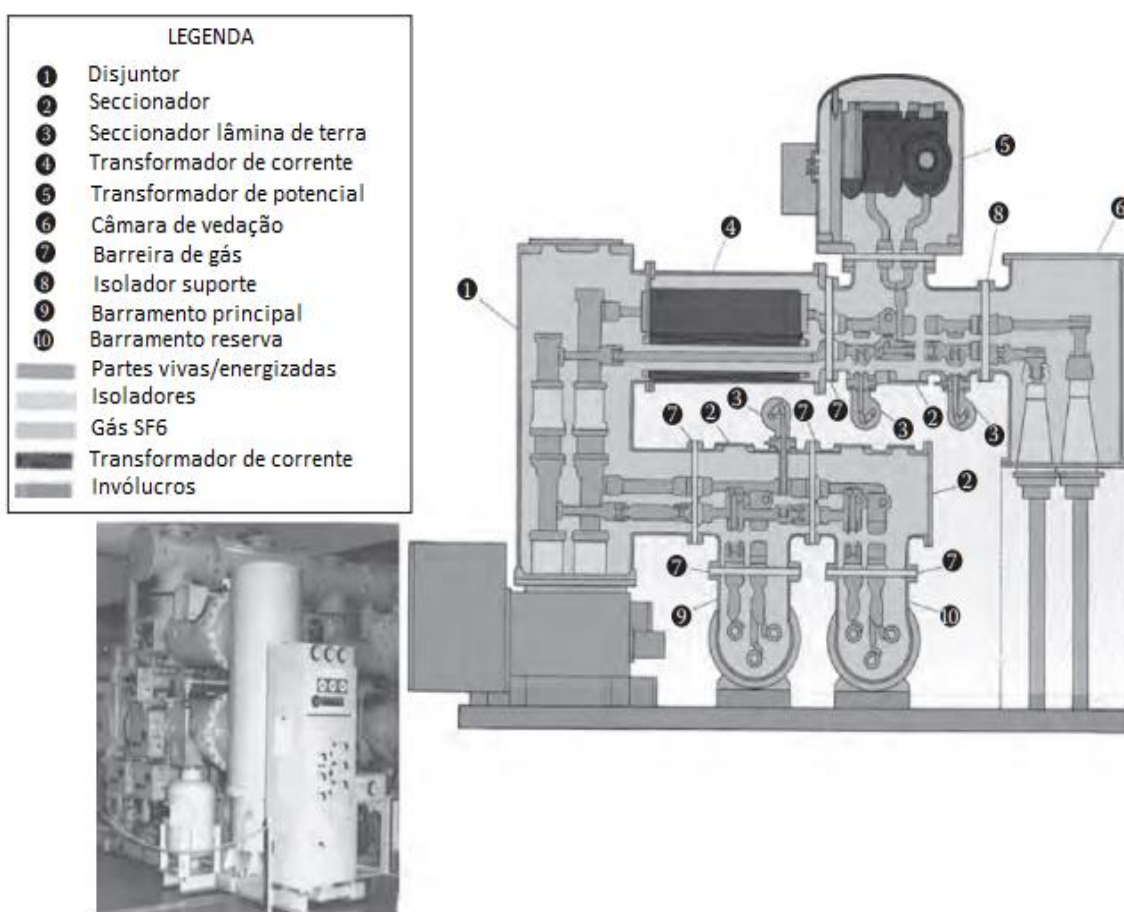
A conexão entre os módulos referentes a cada um dos equipamentos é realizada diretamente entre eles, porém para equipamentos externos ao módulo, esta é comumente realizada em conjunto com buchas de porcelana e anéis de vedação que selam os invólucros e contatos de encaixe, além de propiciar a interligação segura entre eles, evita também vazamentos de SF6 (MCDONALD, 2006).

Demais partes internas dos módulos GIS são suportadas por isoladores usualmente de epóxi fundidos, os quais funcionam sumariamente como suporte, além de fornecerem uma barreira de gás entre as partes do GIS. Outros tipos de isoladores comuns no mercado também são os do tipo epóxi fundidos com furos para permitir que o gás passe de um lado para o outro do módulo, quando necessário.

Da mesma forma, há buchas que propiciam conexões de equipamentos SF6 com o ar, conhecidas como buchas de conexões SF6 – ar ou ar – SF6. Conforme OLIVEIRA; JESUS; YOKOGAWA (2017), são empregadas anexando um cilindro oco com isolamento a um flange na extremidade de um módulo GIS.

Nos níveis de tensão destinados a distribuição e subtransmissão, tal qual indicado na Tabela 1, todas as três fases do sistema GIS estão incluídas no mesmo invólucro, conforme exemplificado pela Figura 15. Acima disso, é comum que sejam usados um invólucro para cada fase, visto que o modelo anteriormente citado se torna muito grande para ser implementado na prática, e impacta no tamanho da instalação, o qual deseja-se reduzir neste tipo de projeto (MCDONALD, 2006).

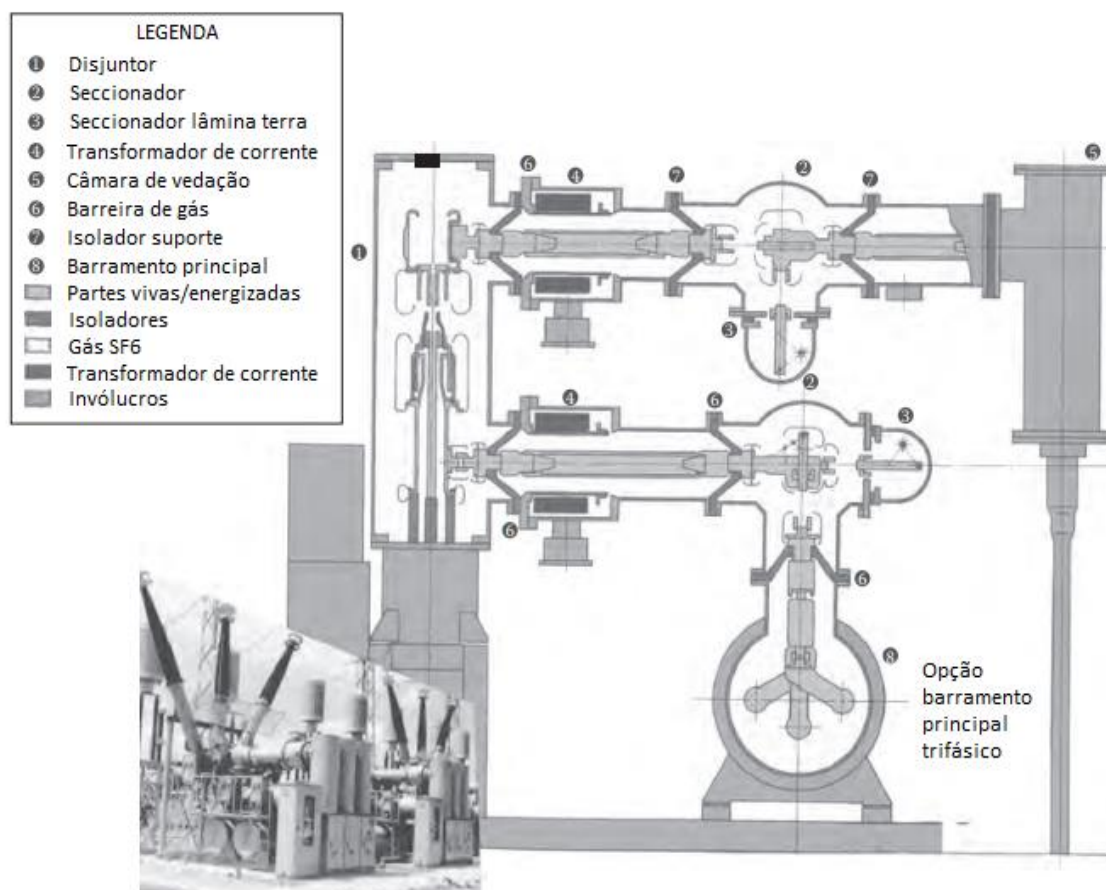
Figura 15. Invólucro trifásico GIS



Fonte: MCDONALD, 2006.

A Figura 16 representa um exemplo de invólucro GIS de fase única.

Figura 16. Invólucro monofásico GIS



Fonte: MCDONALD, 2006.

Demais equipamentos seguem conforme o princípio de funcionamento dos seus representantes em AIS, dentre eles, destacam-se os transformadores de instrumento GIS, os quais diferem-se apenas na forma de construção e instalação, sendo, normalmente, do tipo indutivo e em anel para os transformadores de corrente e do tipo indutivo com núcleo de ferro para os de potencial. Possuem também versões mais recentes, desenvolvidas e implementadas sem a utilização do núcleo magnético e usando sensores com acoplamento capacitivo, visando diminuição de custo e espaço. Podem ser empregados dentro e fora de módulos GIS, no entanto, não diferem, em termos de funcionamento, dos seus semelhantes em AIS, apenas possuindo o acréscimo da isolação à SF6 (MCDONALD, 2006).

Equipamentos maiores e mais complexos, como o transformador de força e reatores, apesar de possuírem versões equivalentes com isolamento a gás, ainda não são muito empregados em instalações recentes, muito por conta de questões atreladas a custos. Assim sendo, mesmo em uma obra GIS, o transformador de força e reatores (estes, quando necessários) são equipamentos à parte, mantendo-se a isolamento AIS.

Para se obter maior controle sobre a instalação, são necessários equipamentos de monitoramento constante da instalação. Devido ao gás empregado, os que mais se destacam são os medidores de SF₆, pois a capacidade de isolamento e interrupção deste gás depende de sua densidade estar em níveis mínimos para operação segura – estabelecida por ensaios e testes na fase de projeto.

Sabendo-se que a pressão do hexafluoreto de enxofre varia com a temperatura, um pressostato com compensação de temperatura mecânica ou eletrônica é usado para monitorar o equivalente de densidade do gás (MCDONALD, 2006).

Segundo MCDONALD (2006), os módulos GIS são preenchidos com o gás a uma densidade suficientemente acima da mínima definida para capacidade dielétrica completa e de interrupção, de forma que apenas de 5% a 20% do volume de gás SF₆ possa ser perdido antes que o desempenho da instalação se deteriore. Assim, os alarmes de densidade fornecem um aviso de perda de gás e podem ser usados para operar os disjuntores e seccionadores para colocar um módulo que está em etapa de perda de gás em uma condição selecionada pelo operador.

4. CONFIGURAÇÕES DE BARRA

No projeto de uma subestação, estuda-se seu arranjo físico, o sistema de comando, controle e proteção, a malha de terra, os serviços auxiliares, as estruturas de alvenaria, instalações secundárias, infraestrutura geral etc. Nesta etapa é definido principalmente a forma em que os equipamentos de pátio e de manobras serão conectados, isto é, como a conectividade elétrica da subestação será garantida. O termo “configuração de barra” é a definição formal deste aspecto (FRONTIN, 2013).

Em linhas gerais o barramento é o elemento que torna possível o fluxo de energia entre a entrada da subestação até o transformador de potência, interligando todos os equipamentos de pátio e de proteção, conseqüentemente, garantindo a dependência, coordenação e confiabilidade de todos os elementos contidos na SE.

Influenciando diretamente no custo da construção da instalação, os condutores que compõem o barramento devem ser projetados com cautela, pois, além das funções anteriormente citadas, relacionam-se principalmente com a capacidade da SE funcionar com o menor número possível de perdas – sejam elas oriundas dos equipamentos, manobras, ou mesmo de condições externas do ambiente. Ou seja é fundamental que, antes de sua escolha, sejam consideradas todas as condições para que, qualquer que seja a operação realizada no barramento, a carga preferivelmente não seja afetada, bem como permita realizar manutenção e substituição dos equipamentos da instalação como um todo sem danos à integridade da SE. Conseqüentemente, a escolha do sistema de barra da subestação é algo que afeta toda a vida útil da instalação (MAMEDE, 2021; FRONTIN, 2013).

Em linhas gerais, o barramento trata-se de um grupo de condutores de alumínio ou cobre organizados tal qual o formato de uma barra, os quais servem de conexão comum para circuitos e sistemas.

Em subestações, este grupo de condutores elétricos normalmente são nus, com ou sem pintura e encapsulamento, com o objetivo de permitir o transporte de altas correntes entre dois pontos ou proporcionar uma distribuição de correntes com várias alimentações e saídas de maneira segura e economicamente viável (SALENGUE, 1974).

A Tabela 5, a seguir, evidencia alguns tipos mais comuns de barramento e seus condutores envolvidos.

Tabela 5. Tipos de condutores comuns em um barramento AT

Tipo de Barramento	Condutores envolvidos
Condutores nus	Condutores flexíveis
	Condutores rígidos
Condutores isolados	Condutores rígidos

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

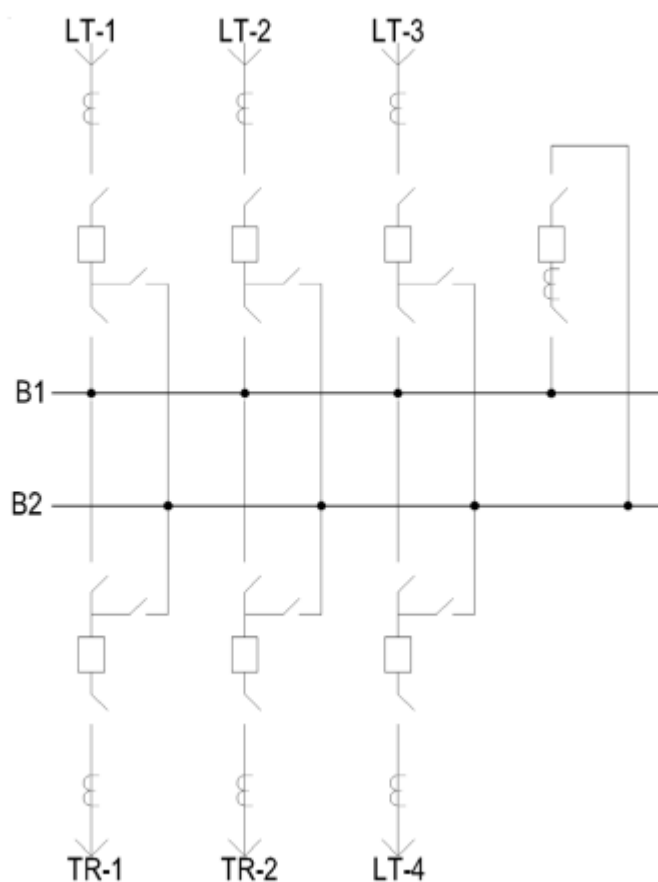
Segundo FRONTIN (2013), há dois principais grupos de configurações de barras em uma SE: o das configurações com conectividade concentrada e o das configurações com conectividade distribuída. Este trabalho engloba apenas o primeiro grupo, o qual é composto pelas configurações do tipo barra simples e as configurações do tipo barra dupla com disjuntor simples, em especial, as variações deste último caso. Nota-se que a configuração de barras independe da solução empregada, logo podem haver GIS e AIS com arranjos coincidentes ou distintos, sendo esta escolha realizada pelos projetistas.

4.1 BD3 – Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três Chaves

Trata-se de uma configuração na qual, conforme FRONTIN (2013), empregam-se duas barras, as quais operam permitindo que cada elemento do sistema possa ser conectado em qualquer uma delas mediante o uso das chaves seccionadoras, que tornam possível selecionar qual barramento energizar ou desenergizar. Além disso, devido a presença de um conjunto de transformadores de corrente instalados no *bay* de interligação de barras, também permitem a separação de zonas de proteção de barras.

Tais fatos fazem com que esta configuração melhore a disponibilidade da SE para falhas em barras, garantindo que seja uma das mais empregadas no mercado de transmissão e distribuição brasileiro. A Figura 17 exemplifica o esquemático básico desta configuração.

Figura 17. Configuração em barra dupla com disjuntor simples a três chaves



Fonte: FRONTIN, 2013.

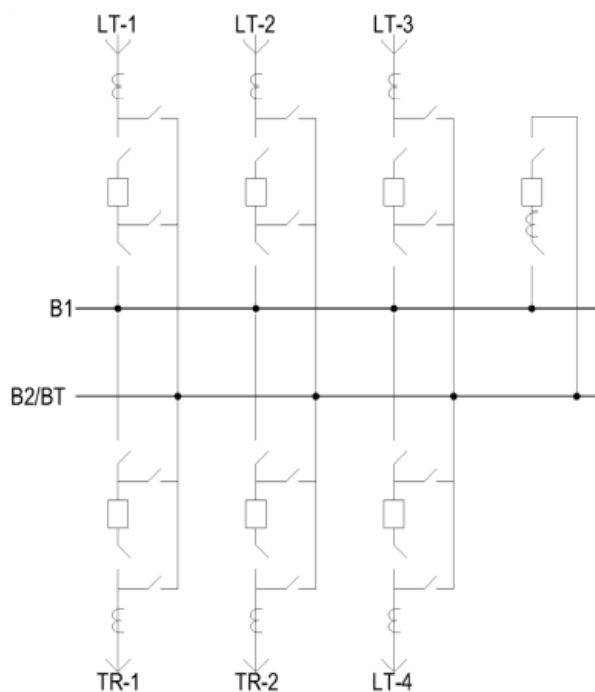
Um ponto de atenção deste arranjo é que não emprega chaves de *bypass*, ou seja, toda e qualquer operação de manutenção nos disjuntores que for realizada acarreta na retirada temporária de um circuito do sistema e isso deve ser levado em conta pelo projetista na hora de escolher este arranjo (FRONTIN, 2013).

4.2 BD4 - Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves

Trata-se de uma configuração, conforme FRONTIN (2013), que é conhecida por ser a evolução natural do arranjo “barra dupla com disjuntor simples a três chaves” (BD3), possuindo como diferença o acréscimo de uma chave de *bypass* em cada *bay*, o que basicamente minimiza o ponto negativo do arranjo anterior. Sendo assim, torna possível que os disjuntores e demais equipamentos possam ser liberados para manutenções sem a necessidade de desligar o circuito correspondente, conseqüentemente, garantindo maior flexibilidade e menos impeditivos para

expansão – atrativos ainda maiores para clientes na tomada de decisão. A Figura 18 evidencia o esquemático básico desta configuração

Figura 18. Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves



Fonte: FRONTIN, 2013.

Segundo FRONTIN (2013), o arranjo “barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves” (BD4) se garante como um dos arranjos mais empregados no mercado brasileiro, principalmente nos níveis de tensão 138 kV e 230 kV.

5. AVALIAÇÃO COMPARATIVA AIS x GIS

Este capítulo apresenta um comparativo técnico, comercial e de confiabilidade referente à implantação de subestações de alta tensão ao tempo e isoladas a gás. Também são avaliados projetos existentes de ambas as soluções, sendo que as Subestações AIS e GIS avaliadas empregam, cada uma, um dos arranjos do capítulo anterior.

5.1. Premissas de análise

Definidos os fundamentos dos dois tipos de subestações e as opções de configurações de barra mais usuais do mercado é possível realizar um comparativo técnico e comercial entre exemplos de estruturas, de forma que sejam levantados os pontos positivos e negativos a médio e longo prazo da implantação de cada solução.

Para isso, a análise terá foco nas configurações de Barra Dupla indicadas no Capítulo 4, uma vez que são comuns em acervos de projetos de fornecedoras, bem como de fácil entendimento. Assim, este estudo abordará subestações ao tempo apenas em arranjo BD4 e, as isoladas a gás apenas em arranjo BD3, ambas em 138 kV, pois em termos de configuração de barra, diferem, resumidamente, apenas no número de seccionadoras envolvidas, simplificando a análise.

O estudo comparativo fundamenta-se em torno de três pilares, são eles:

1. Análise técnica e impactos no tamanho do terreno;
2. Análise de custo (caso estimado x caso real);
3. Análise de operação, manutenção e impactos a longo prazo;

Salienta-se que, apesar da possibilidade de serem analisados isoladamente, como muitos pontos estão correlacionados e variam de solução para solução, torna-se mais vantajoso fundamentar tomadas de decisão após o veredito obtido a partir do estudo conjunto dos três pilares.

Dada a característica de alta confidencialidade dos projetos analisados, retira-se todas as referências a clientes, fabricantes e fornecedores, de modo que, mesmo apresentando projetos reais, estes possam ser utilizados e expandidos para consulta em casos gerais. Semelhantemente, os preços e custos apresentados, que são diferentes dos padrões definidos pela ANEEL ou EPE, possuem um desvio necessário para a não divulgação dos preços internos e obras de cada empresa. Demais

premissas e exclusões definidas tal qual o tópico 1.2 do presente trabalho. Os dados foram avaliados empregando-se o Microsoft Excel e Microsoft Access.

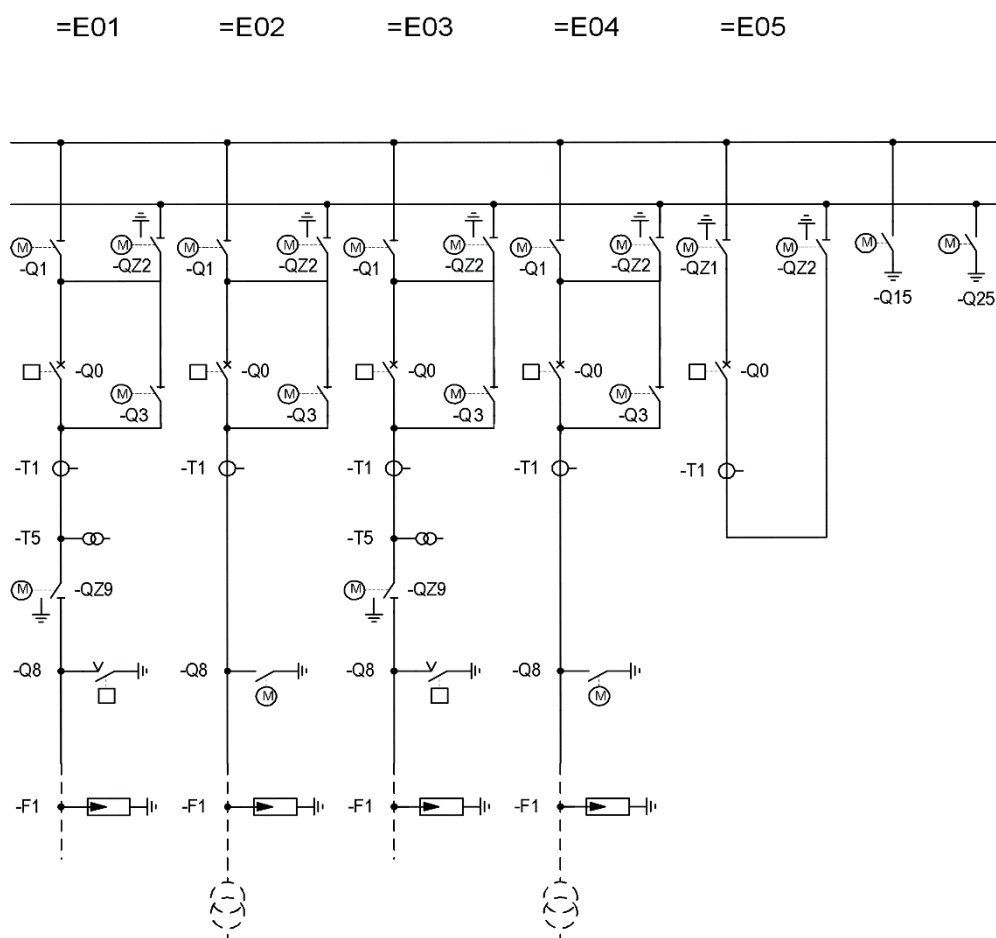
5.2. Análise Técnica e Impactos no Tamanho do Terreno

Neste tópico será apresentada uma análise dos principais aspectos técnicos e de terreno que permeiam uma instalação de duas subestações de alta tensão nas condições definidas.

5.2.1. Análise Técnica

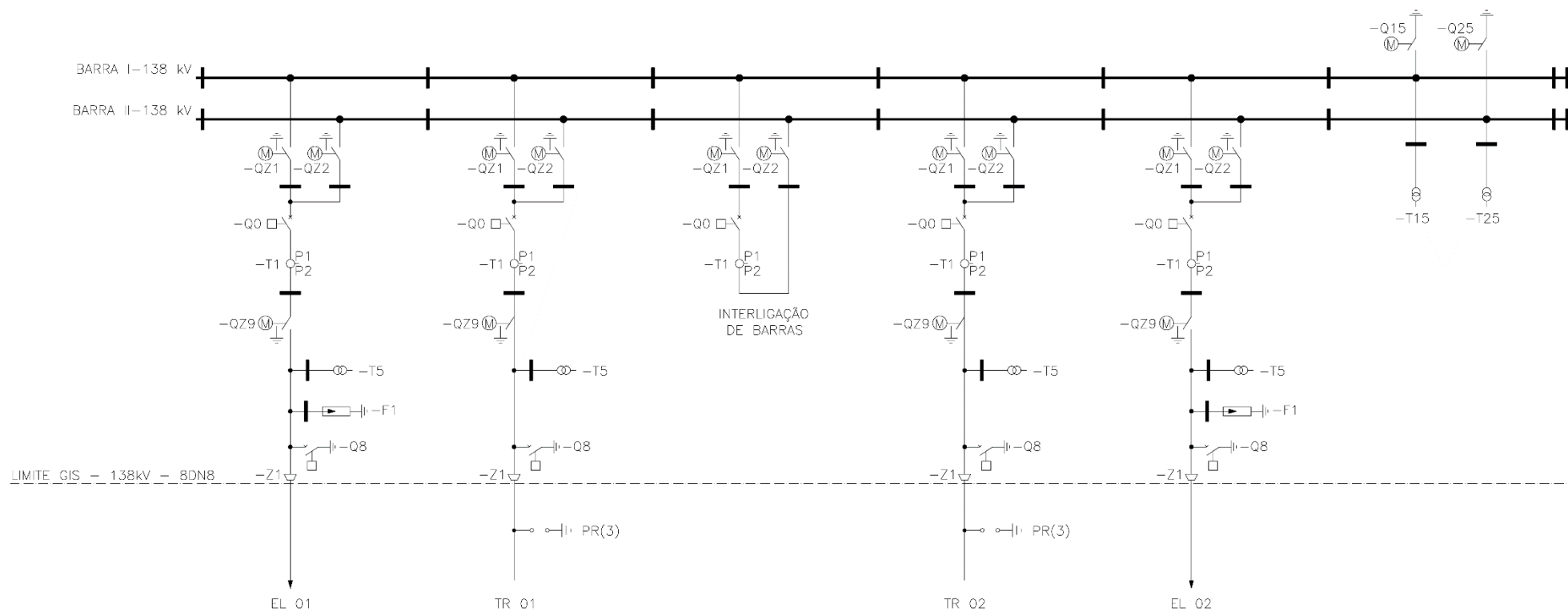
As Figuras 19 e 20 indicam desenhos esquemáticos conceituais de arranjos BD4 e BD3 que servem de base para este trabalho, respectivamente, para a solução AIS e GIS.

Figura 19. Esquemático conceitual simplificado arranjo BD4 AIS: 138 kV



Fonte: Acervo Siemens Energy

Figura 20. Esquemático conceitual arranjo BD3 GIS: 138 kV



Fonte: Acervo Siemens Energy.

A diferença principal entre os arranjos, em termos do diagrama unifilar, está no quantitativo de seccionadoras e disjuntores no BD4 frente ao BD3, de forma que, a análise poderia também ser realizada utilizando apenas BD4 ou BD3 em ambas, apenas acrescentando ou removendo tais elementos.

Desta maneira, em termos de equipamentos de pátio representados no circuito, sem levar em conta aspectos construtivos de cada tecnologia, os unifilares das Figuras 19 e 20, diferem-se apenas em quatro unidades de seccionadoras e duas unidades de disjuntores, visto que são mantidos os números de entradas de linha e entradas para alimentadores em ambas as soluções.

Sendo assim, a análise deve ser focada em aspectos que vão além do unifilar, em aspectos técnicos entre ambas as instalações propriamente ditas. Define-se, conforme HORIKAWA (2013), quatro segmentos relevantes para análise técnica, são eles: Transformador de Força, Equipamentos, Infraestrutura e Confiabilidade.

- Transformador de Força: Conforme a seção 2.1.1, é o elemento fundamental de uma subestação, o qual dita a grandeza de transformação que dá o nome à obra completa ou a um setor específico desta. No caso da construção de subestações equivalentes aos arranjos citados, trata-se de um equipamento comum e indiferente a ambas as soluções na maioria dos casos. Exceto por elementos conectivos, apresenta as mesmas dimensões, mesmas especificações técnicas e mesmos serviços necessários para o devido funcionamento e manutenção a médio e longo prazo. Ou seja, o transformador de potência ou de força, tende a ser o mesmo em ambas as soluções. Portanto, apresenta relevância baixa para fundamentar uma decisão de projeto.
- Equipamentos: O arranjo AIS necessita, para a implementação de forma segura, espaçamentos e interligações suficientes entre seus equipamentos de pátio definidos tal qual o Capítulo 2, os quais normalmente são adquiridos via fabricantes diferentes e demandam esforços adicionais dos responsáveis pela obra para garantir que todos se adequem ao projeto sem grandes desvios. A GIS, por sua vez, necessita da aquisição de um único módulo de conexão simples, visto que este é fornecido como um sistema completo de fábrica, já englobando todos os equipamentos: transformadores de instrumento (TI),

disjuntores (DJ), para-raios (PR) e seccionadores (SC) – de forma que a maior diferença na obra entre as soluções é o próprio pátio, visto que a maioria dos equipamentos AIS possuem representantes em GIS.

Em suma, os equipamentos do arranjo convencional, quando comparados com os da solução isolada a gás são maiores e demandam maior tempo de montagem e execução. Além disso, devido a instalação ao tempo, estão sujeitos a maior degradação a médio e longo prazo. Salienta-se, entretanto, que um projeto GIS não é livre de equipamentos convencionais, visto que é comum a utilização de para-raios e seccionadoras AIS em alguns *bays* de transformadores para maior proteção da instalação, tal qual indicado pelas Figuras 20 e 21. Destaca-se também a demanda adicional de manuseio e inspeção de SF6 para equipamentos GIS, visto que se deve evitar, a todo custo, que o gás seja vazado – sendo a grande problemática técnica desta solução.

Figura 21. Para-raios e seccionadores AIS nos *bays* da GIS



Fonte: Acervo Siemens Energy.

Por fim, em termos de projeto geral (ensaios eletromecânicos e civis para a instalação segura dos equipamentos), conforme OLIVEIRA, JESUS e YOKOGAWA (2017), demanda-se o mesmo esforço para ambas as tecnologias. Portanto, neste segmento, a GIS possui relevância alta e AIS possui relevância média para fundamentar uma decisão de projeto.

- **Infraestrutura:** A infraestrutura de uma subestação AIS é definida, sumariamente, pela construção do pátio, das fundações e das bases de equipamentos, além da malha de aterramento, dos pórticos para receberem as linhas de transmissão, entre outros fatores que demandam obras civis mais numerosas.

Ainda, por serem instaladas ao tempo, apresentam uma problemática adicional quando analisada em termos de poluição sonora, riscos de acidentes, licenciamento ambiental e degradação gradual com o tempo, demandando esforços para contornar tais situações.

A infraestrutura de uma GIS consiste na construção do prédio na qual ela será instalada (supondo que esteja abrigada), demandando uma fundação ainda mais forte para que a estrutura suporte os esforços mecânicos da instalação. Tal fato faz com que esta solução apresente maior proteção a médio e longo prazo e, supondo que sua instalação seja abrigada, por exemplo em um prédio comercial, de forma subterrânea ou nos andares inferiores, o restante do prédio poderá ser utilizado para finalidades rentáveis.

Além disso, a infraestrutura GIS abrigada produz menos ruídos e desconfortos aos moradores próximos da instalação, visto que esta pode passar despercebida como um prédio comum.

Em AIS também há dificuldades quanto a questões de expansão da obra, pois, para tal, esta deve ser prevista em fase de projeto ou, em caso contrário, analisado e negociado o aumento do próprio terreno com terceiros, conseqüentemente demandando gastos com infraestrutura. Tal fato não ocorre com GIS, pois é factível a verticalização para futuras expansões apenas com a aquisição de novos módulos, conforme OLIVEIRA, JESUS e YOKOGAWA (2017). Portanto, neste segmento, ambas as soluções possuem relevância alta para fundamentar uma decisão de projeto.

- **Confiabilidade:** Tal tópico é abordado isoladamente na seção 5.4, a qual aborda indicadores de falhas de disjuntores e seccionadores em ambas as soluções. No entanto, conforme HORIKAWA (2017), devido a isolação a gás, as SEs GIS possuem um nível de degradação muito baixo, possuindo confiabilidade maior em relação às convencionais, as quais estão expostas às degradações do meio ambiente. Assim, uma falha de funcionamento devido a problemas de

manutenção é menos usual em subestações blindadas a SF6, e a única problemática é a atrelada a vazamentos de gás. Ainda, em termos de manutenção, a solução GIS possui, com base em médias de mercado, um período de 25 a 40 anos livre de manutenções, visto que, por exemplo, o primeiro módulo GIS Siemens Energy foi implementado ao final da década de 70 e ainda está em funcionamento (SIEMENS ENERGY, 2021). Portanto, neste segmento, a GIS possui relevância alta e AIS possui relevância média para fundamentar uma decisão de projeto.

Com base nas considerações e relevâncias levantadas anteriormente, segundo o estudo de OLIVEIRA, JESUS e YOKOGAWA (2017), realiza-se o comparativo indicado conforme a Tabela 6 a seguir.

Tabela 6. Relevância: Aspectos Técnicos AIS x GIS

Aspecto	AIS	GIS
Transformador de Força	Baixa	Baixa
Equipamentos	Média	Alta
Infraestrutura	Alta	Alta
Confiabilidade	Média	Alta

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No entanto, um importante aspecto técnico desta análise não foi analisado neste comparativo: o terreno, o qual será apresentado no tópico seguinte.

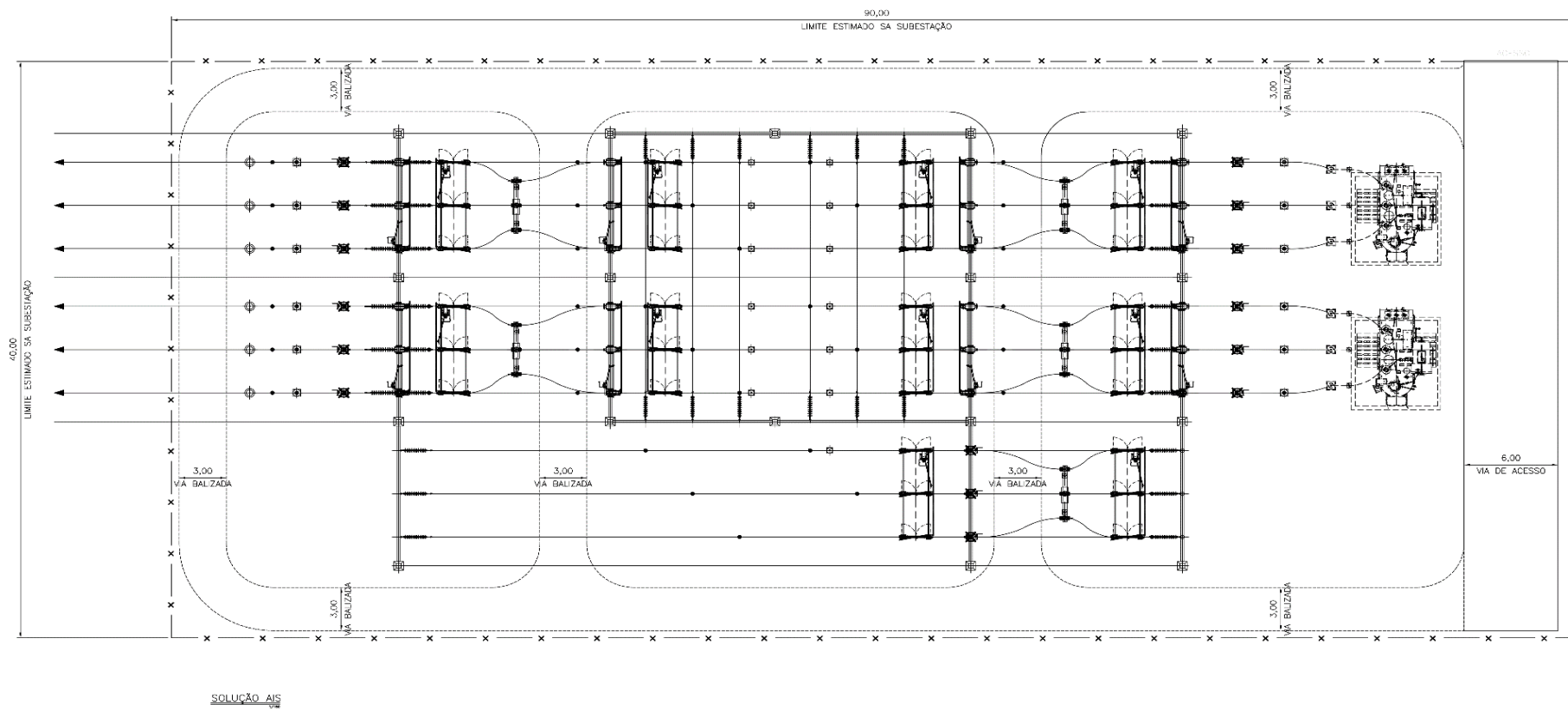
5.2.2. Análise de Impactos no Terreno

O tamanho do terreno é um aspecto fundamental no processo de escolha de cada uma das estruturas. A princípio, pode-se partir de um exemplo hipotético: um terreno de 1000 m² poderia abrigar uma SE de médio porte (13.8 kV, por exemplo) que emprega a solução GIS sem grandes necessidades de alterações devido a possibilidade de verticalização. Por outro lado, uma obra equivalente em AIS, para ser instalada nas mesmas condições, necessitaria de desvios e soluções criativas por parte dos projetistas, visto que com um pátio reduzido e distância entre equipamentos maiores, corre-se risco de diminuir a confiabilidade da instalação.

Segundo MAMEDE (2021), a área ocupada por uma subestação que emprega a solução GIS, independentemente do porte da obra, é de aproximadamente 15 % da área ocupada por uma subestação do tipo convencional – esta é a principal informação a ser avaliada nesta análise, de forma que o exemplo do início do tópico

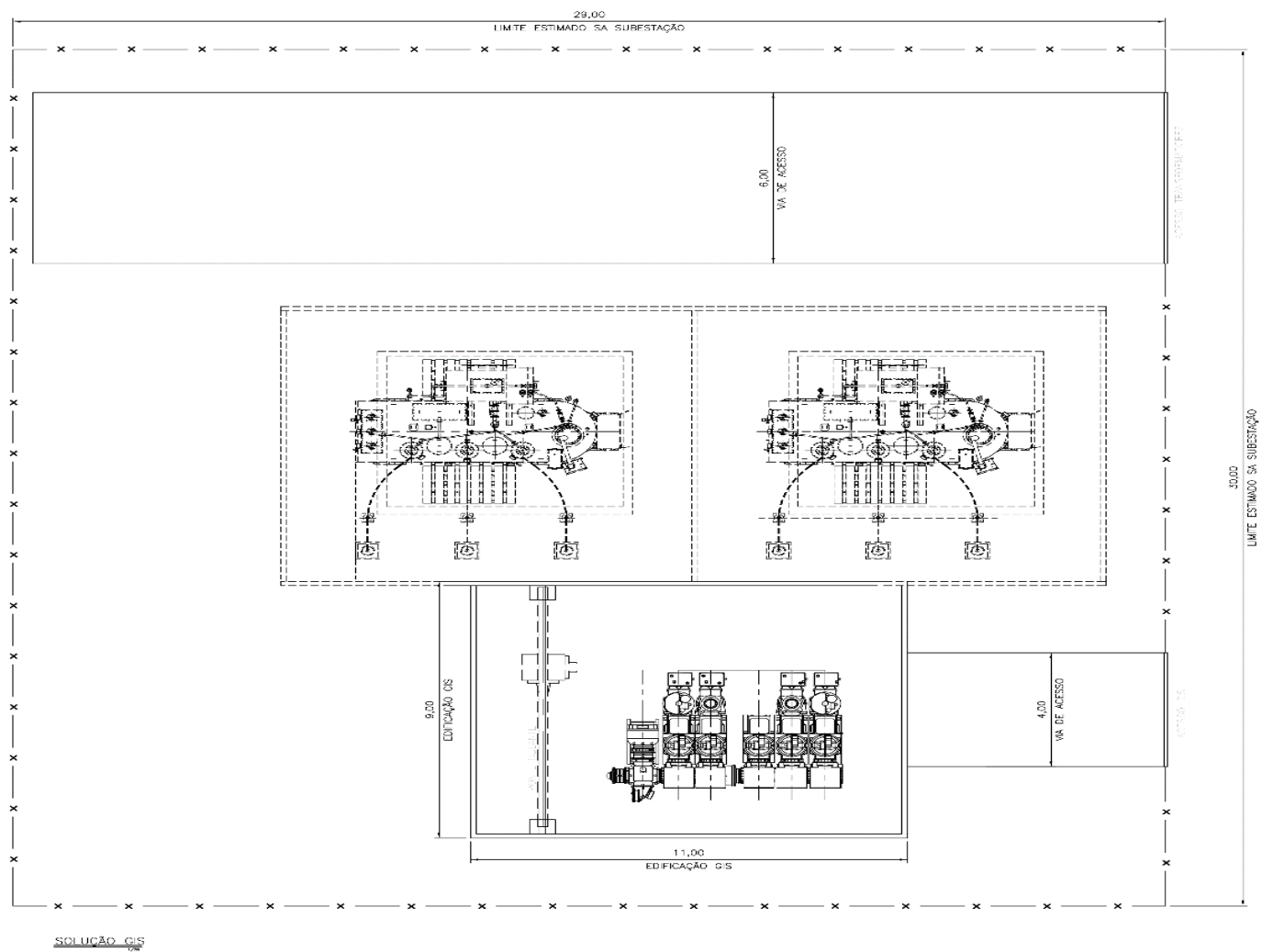
seja retomado. Por essa razão, visando fidelidade e equivalência entre aspectos construtivos, foram utilizadas duas plantas de projetos reais como estudo de caso, as quais se adequam aos requisitos dos arranjos citados nas seções 4. e 5.1, indicadas pelas Figuras 22 e 23, respectivamente, AIS e GIS.

Figura 22. Planta de uma subestação convencional AIS BD4 138 kV



Fonte: Acervo Siemens Energy.

Figura 23. Planta de uma subestação GIS BD3 138 kV



Fonte: Acervo Siemens Energy.

No entanto, as plantas não podem ser comparadas de imediato, pois estão em escalas diferentes, sendo a AIS em 1-150 e a GIS em 1-75. A solução, portanto, consistiu em dobrar as medidas da planta da solução compacta, uma vez que sua escala é duas vezes menor. Após isso, foi possível organizar um comparativo de medidas entre as duas soluções, indicado pela Tabela 7 a seguir.

Tabela 7. Dados gerais das plantas das subestações na mesma escala

Aspecto Analisado	AIS	GIS
Comprimento (m)	90	58
Largura (m)	40	60
Área total do terreno (m ²)	3600	1740
Área via de acesso (m ²)	240	348
Área Vias Balizadas (m ²)	504	N/A
Área efetivamente ocupada pela instalação (m ²)	2856	594
Porcentagem ocupada do terreno	79,33 %	34,14 %

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir dos dados da Tabela 7, é possível confrontar a afirmação de MAMEDE (2021) quanto à questão da área das duas tecnologias, visto que se trata, fundamentalmente, de dados em termos percentuais. Assim, se obtêm duas conclusões sobre este caso, são elas:

- a) A área total do terreno necessário para a GIS equivale a 48,33 % do equivalente em AIS.
- b) A área efetivamente ocupada por uma subestação GIS equivale a 20,88 % em relação ao equivalente em AIS.

Analisando a conclusão a), a afirmativa de MAMEDE (2021) sobre a área ocupada pela instalação GIS equivaler a 15 % da área da instalação AIS não se aplica, isto pode ser justificado, neste caso, foi incluído no cálculo a área de demais aspectos da subestação como vias de acesso, vias balizadas e espaço para expansão do pátio e casas de comando. Tais fatos, sugerem que a afirmativa é aplicada de forma mais coerente quando apenas a área efetivamente destinada à disposição dos equipamentos no arranjo é considerada, sendo o caso da conclusão b).

Para a segunda conclusão, há uma melhor correspondência de dados, visto que a diferença entre a afirmação teórica e prática é de apenas 5,833 %, sendo portanto, factível com a prevista em teoria.

Em vista disso, para os demais tópicos deste trabalho, assume-se que a área ocupada por subestações do tipo GIS é de aproximadamente 20,88 % da área ocupada por uma subestação do tipo convencional.

Esta análise implica que, retomando o exemplo do terreno de 1000 m² e supondo que seja possível instalar um arranjo similar ao analisado como uma SE de médio porte convencional ocupando 800 m² deste, sobriariam 200 m² para construção das demais estruturas físicas presentes em uma subestação, como casa de comando, quadro geral de força, estacionamento, entre outros.

Caso os projetistas optassem por uma solução GIS de arranjo similar ao analisado, na lógica do exemplo anterior, a obra ocuparia apenas 160,8 m² do terreno, restando uma área de 839,2 m² disponível para a finalização das estruturas físicas citadas. Salientando-se que a instalação GIS, estando abrigada, tornaria possível a utilização do restante do terreno para, além das demais estruturas, outras finalidades, conforme já citado no item infraestrutura do pilar de análise técnica.

5.3 Análise de Custo

Nesta sessão, será realizada uma análise a partir de estimativas de custos de subestações nas características definidas na seção 5.1 deste capítulo, bem como um estudo comparativo com os custos de dois projetos reais nas mesmas condições, visando validar a estimativa realizada.

5.3.1 Custo Estimado

Para realizar as estimativas de custos das subestações que empregam as características definidas para análise, utilizou-se, inicialmente, a base de dados contida no “Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2021 – 2º Semestre” (EPE, 2021) – um estudo no qual são elencadas todas as obras de expansão do Sistema Interligado Nacional definidas em estudos de planejamento concluídos até agosto de 2021 e que ainda não foram autorizadas ou licitadas.

A Figura 24 indica a base de dados PET filtrada para todos os projetos que possuam o nível de tensão das subestações desejadas.

Figura 24. Apresentação de empreendimentos PET da base de dados.

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Total Investimento (2021) R\$ / 100
SE 230/138/13.8 kV Ipatinga 1	IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	1944,45
SE 138/13.8 kV Várzea da Palma 1	3º TF 138/13,8 kV, 1 x 15 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT MIM - 13,8 kV	6805,9
SE 138 kV Montes Claros 5	IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 138 kV	15151,59
SE 230/138 kV Jorge Lacerda	1º e 2º TF 230/138 kV, 2 x 120 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	53816,69
SE 230/138/13.8 kV Campo do Assobio	Substituição dos ATFs 230/138 kV por unidades de 150 MVA CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 138 kV	29144,36
SECC LT 138 kV Rocha Leão Furnas - Campos, C2, na SE Iriú	Circuito Simples 138 kV, 1 x 556.5 MCM (Dove), 0,5 km EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 138 kV	13983,45
SE 230/138 kV Rio Grande II	3º ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 138 kV	32402,21
LT 138 kV Montes Claros 1 - Montes Claros 5, C1	Circuito Subterrâneo 138 kV, 1,3 km EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS // SE Montes Claros 5 MIM - 138 kV // SE Montes Claros 5	20628,79

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2021.

Nota-se que a base de dados PET, além dos investimentos necessários, apenas indica os níveis de tensão empregados em determinados setores da obra, bem como as conexões envolvidas, o mesmo ocorre na base de dados PELP.

Também foram usados o Banco de Preços de Equipamentos (ANEEL, 2013) para consultas de preços de equipamentos de pátio e estruturas adicionais, visto que apresenta custos para os principais arranjos do mercado de energia brasileiro, bem como informações de obras e terrenos com uma considerável margem de confiança.

No banco de preços da ANEEL, as conexões apresentadas no PET/PELP são descritas em um nível maior de detalhes, indicando, além de estruturas, equipamentos envolvidos em cada um dos arranjos do projeto.

A Figura 25 exemplifica uma planilha do banco de preços da ANEEL, referente aos módulos gerais de um setor 138 kV.

Figura 25. Banco de preços Aneel – custos de infraestrutura comuns à SE.

Item	Módulo Geral - 138 kV			Preço Unitário - Ref. 06/2020				
	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
1	Terreno	m²	0	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
2	Arruamento	m²	1.120	156,50	150,41	158,74	155,46	156,82
3	BANCO DE BATERIAS DE 125 Vcc 200 Ah	unid.	0	64.443,60	61.935,87	65.366,49	64.017,16	64.577,26
4	BANCO DE BATERIAS DE 125 Vcc 250 Ah	unid.	0	67.305,12	64.686,03	68.268,99	66.859,74	67.444,71
5	BANCO DE BATERIAS DE 125 Vcc 300 Ah	unid.	0	69.737,24	67.023,52	70.735,95	69.275,77	69.881,89
6	BANCO DE BATERIAS DE 125 Vcc 500 Ah	unid.	0	77.029,79	74.032,29	78.132,94	76.520,06	77.189,56
7	Cabos 15 kV 35 mm²	m	0	68,47	65,80	69,45	68,01	68,61
8	Cabos 15 kV 70 mm²	m	0	68,47	65,80	69,45	68,01	68,61
9	Cabos 15 kV 75 mm²	m	0	68,47	65,80	69,45	68,01	68,61
10	Cabos 15 kV 95 mm²	m	0	68,47	65,80	69,45	68,01	68,61
11	CABOS DE CONTROLE	m	0	7,87	7,56	7,98	7,82	7,89
12	CABOS DE POTÊNCIA 1KV	m	0	7,87	7,56	7,98	7,82	7,89
13	Canaletas principais	m	100	2.035,26	1.956,06	2.064,41	2.021,79	2.039,48
14	Casa de Bombas	m²	0	2.982,41	2.866,35	3.025,12	2.962,67	2.988,59
15	Casa de Comando (e relés) / Edificação Industrial	m²	0	2.982,41	2.866,35	3.025,12	2.962,67	2.988,59
16	Casa do Gerador Diesel	m²	0	2.982,41	2.866,35	3.025,12	2.962,67	2.988,59
17	Cercas / Muros	m	0	280,79	269,87	284,81	278,93	281,37
	Cercas e Alambrados em Área Energizada	m	200	280,79	269,87	284,81	278,93	281,37
18	Concreto Estrutural	m³	0	4.114,74	3.954,62	4.173,67	4.087,52	4.123,28
19	CUBÍCULOS 15 kV 800 A 20 kA	unid.	0	124.556,29	119.709,36	126.340,06	123.732,07	124.814,63
20	Drenagem	m²	1.000	11,10	10,67	11,26	11,02	11,12
	EDIFICAÇÃO INDUSTRIAL	m²	0	2.982,41	2.866,35	3.025,12	2.962,67	2.988,59
	Embratamento	m2	195	47,34	45,50	48,02	47,03	47,44
21	GERADOR DIESEL 135 kVA 480 V	unid.	0	118.012,07	113.419,79	119.702,12	117.231,15	118.256,83
22	Grama	m²	0	19,78	19,01	20,06	19,65	19,82
	Guarita	m²	0	2.982,41	2.866,35	3.025,12	2.962,67	2.988,59
23	Iluminação do pátio	unid.	12	3.856,46	3.706,39	3.911,69	3.830,94	3.864,46
24	Sistema de proteção contra incêndio	unid.	0	35.771,50	34.379,51	36.283,79	35.534,79	35.845,70

Fonte: ANEEL, 2013.

Assim, visando realizar uma estimativa de investimento necessário para a construção de um projeto completo foi utilizado, inicialmente, a base de dados PET/PELP para filtrar todos os empreendimentos que possuíam, de alguma forma, o nível de tensão 138 kV desejado, sem levar em conta o tipo de contratação (Instalação, Substituição ou Leilão) e região de instalação, devido a natureza conceitual da análise.

Em seguida, dividiu-se o estudo dos projetos elencados entre as soluções: GIS na configuração de barra BD3 e AIS no arranjo BD4. Após levantamento projeto a projeto, foi realizada uma média de todos os investimentos previstos para os projetos elencados no PET e no PELP que atendam todas as características desejadas; média esta, separada entre AIS e GIS.

O resultado da filtragem, é apresentado conforme a Tabela 8 a seguir.

Tabela 8. Estimativa de investimento necessário de projeto

Fonte de dados	GIS	AIS
Investimento PET (1/1000)	R\$ 151.804,21	R\$ 55.852,13
Investimento PELP (1/1000)	R\$ 116.049,52	R\$ 51.825,82
Média Investimento (1/1000)	R\$ 133.926,87	R\$ 53.838,97
Média Investimento	R\$ 133.926.865,00	R\$ 53.838.971,96

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por meio dos valores obtidos, pode-se concluir que, a princípio, o investimento total necessário para uma SE AIS, nestas condições, equivale a 40% do total de investimento de uma SE GIS; esta é uma informação a ser confrontada nos tópicos seguintes. No entanto, salienta-se que tal afirmativa consiste em uma estimativa de investimento inicial baseada em uma média de projetos não correlacionados e que possuem, muitas vezes, setores de obra com outras tensões além do 138 kV, o que contribui para um aumento de valor nesta estimativa.

Devido a característica do dado analisado (uma média), esta não leva em conta fatores como gastos pós construção e energização, região de instalação e terreno, ou seja, os resultados obtidos são altamente orientativos.

Apesar disso, esta análise inicial ganha relevância ao ser definida como valores limites de investimento. Portanto, estima-se, que o capital disponibilizado máximo para cada obra, segundo a base de dados PET/PELP, deve ser de, em média, R\$ 133.926.865,00 e R\$ 53.838.971,96, respectivamente para a GIS e AIS em SEs 138 kV – equivalentes à média de investimento destacada pela Tabela 8. Estes são valores usados como comparativo e orientação em tópicos seguintes, de forma a averiguar sua veracidade, visto que os empreendimentos, nesta lógica, não devem ultrapassar os valores estipulados.

Em seguida, visando englobar mais aspectos da instalação e obra no cálculo, como equipamentos e infraestrutura, utilizou-se o banco de preços da Aneel para realizar uma segunda estimativa de custos de ambas as subestações nas configurações de barra definidas, desta vez, partindo-se do zero.

Para simplificar a análise, assumiu-se que ambas as instalações estimadas seriam obras localizadas na região sudeste do país, na grande São Paulo e em zona

urbana, de forma que o arranjo a quatro chaves seja instalado ao tempo e o arranjo a três chaves abrigado.

Nestas condições, o banco de preços retorna o tamanho do terreno como sendo 21.000 m² para o arranjo BD4 e 17.000 m² para o arranjo BD3, sendo muito acima das médias de mercado consultadas, resultando em custos de terreno maiores do que projetos atuais de mercado. Por esta razão, adotou-se um fator de correção de 0,59 para dados AIS e 0,47 para dados GIS (definidos conforme históricos de fornecimento da Fornecedora A) para serem empregados nos casos de discrepância de valores consideráveis no estudo. Sendo assim, definiu-se o tamanho dos terrenos para instalação, nesta estimativa, como sendo 12.400 m² para o arranjo BD4 AIS e 8.000 m² para o BD3 GIS, já empregando os fatores de correção – sendo estes, mais coerentes com os de projetos já finalizados, porém ainda superiores, como avaliado em tópicos seguintes.

Da estimativa, verifica-se que a área total do terreno necessário para a GIS equivale, nesta fonte de dados, a 47,29 % do equivalente em AIS, estando 26,41 % acima do evidenciado na afirmativa b) da seção 5.2.2.

Analisando custo a custo de cada equipamento das entradas de linha, conexões de transformador, interligação de barras e dados de terreno dos arranjos das Figuras 19 e 20 a partir do banco de preços, estimou-se os custos teóricos de cada SE, relacionados ao investimento necessário para a instalação de cada modelo, empregando-se os fatores de correção quando necessário.

Nesta estimativa, os custos foram classificados tomando como base quatro itens, conforme o estudo de HORIKAWA (2013), descritos a seguir:

- Infraestrutura: engloba todas as questões de obras civis como fundações, pórticos, iluminação, proteções, construções de casas de comando, nivelamento e pavimentação de solo, bases, malhas de aterramento, entre outros bens e serviços. Abrange também acessórios de equipamentos, como dispositivos de controle, painéis de corrente alternada ou contínua CA/CC. Para o caso da GIS, envolve principalmente a construção da edificação na qual esta será instalada.

- Transformador e Equipamentos: engloba o custo do transformador de força e equipamentos essenciais à subestação (capacitores, reatores e compensadores), buchas e demais materiais e serviços auxiliares necessários para interligação destes na subestação.
- Módulos de manobra: engloba os custos de todos os equipamentos de pátio necessários para a implantação dos setores de manobra nos arranjos, os quais compõem as entradas de linha da subestação, módulos de interligação de barras e conexão de capacitores. Engloba também equipamentos de média e baixa tensão usados na SE. No caso da subestação compacta, também está incluso o custo do módulo GIS.
- Terreno: custo estimado para aquisição do terreno, considerando a região de São Paulo prevista com o custo de 234,37 R\$/m², valor também informado pelo Banco de Dados da Aneel.

Na Tabela 9 apresenta-se a estimativa de custos de implementação dos arranjos GIS 138 kV nas condições analisadas e perante o descritivo anterior.

Tabela 9. Custos de implantação do arranjo GIS BD3 138 kV

Descrição	Custo Total
Infraestrutura	R\$ 20.837.608,58
Transformador e Equipamentos	R\$ 15.496.904,46
Módulos de manobra	R\$ 7.352.785,05
Terreno	R\$ 1.874.960,00
Custo Total	R\$ 45.562.258,09

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Verifica-se que o custo total para implantar um arranjo em barra dupla com disjuntor simples a três chaves GIS é de R\$ 45.562.258,09, com uma área total de ocupação de 8.000 m².

Salienta-se que o banco de preços da planilha da ANEEL não apresenta custo dos módulos GIS, apenas de equipamentos e demais estruturas AIS. Por esta razão, para compor o custo do item “módulos de manobra” para a solução a gás, também foi utilizado uma referência de preços de uma fornecedora e empregado o fator de correção nos demais, inclusive no transformador de força.

Sendo assim, os custos do item “módulos de manobra” separam-se entre o módulo GIS e os equipamentos de manobra convencionais AIS necessários para proteção de entradas de linha tal como descrito na seção 5.2.1. Tais custos apresentam-se conforme a Tabela 10.

Tabela 10. Detalhamento Módulos de Manobra arranjo GIS BD3 138 kV

Custo Total Módulos de Manobra	R\$ 7.352.785,05
I. Módulo GIS	R\$ 6.169.774,27
II. Módulos de Manobra AIS, exceto a GIS	R\$ 1.183.010,79

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Utilizando-se da mesma metodologia, a estimativa de custos de implementação do arranjo AIS BD4 em 138 kV é indicada conforme a Tabela 11 a seguir.

Tabela 11. Custos de implantação do arranjo AIS BD4 138 kV

Descrição	Custo Total
Infraestrutura	R\$ 16.557.168,90
Transformador e Equipamentos	R\$ 13.383.690,21
Módulos de manobra	R\$ 3.647.753,76
Terreno	R\$ 2.906.188,00
Custo Total	R\$ 36.494.800,87

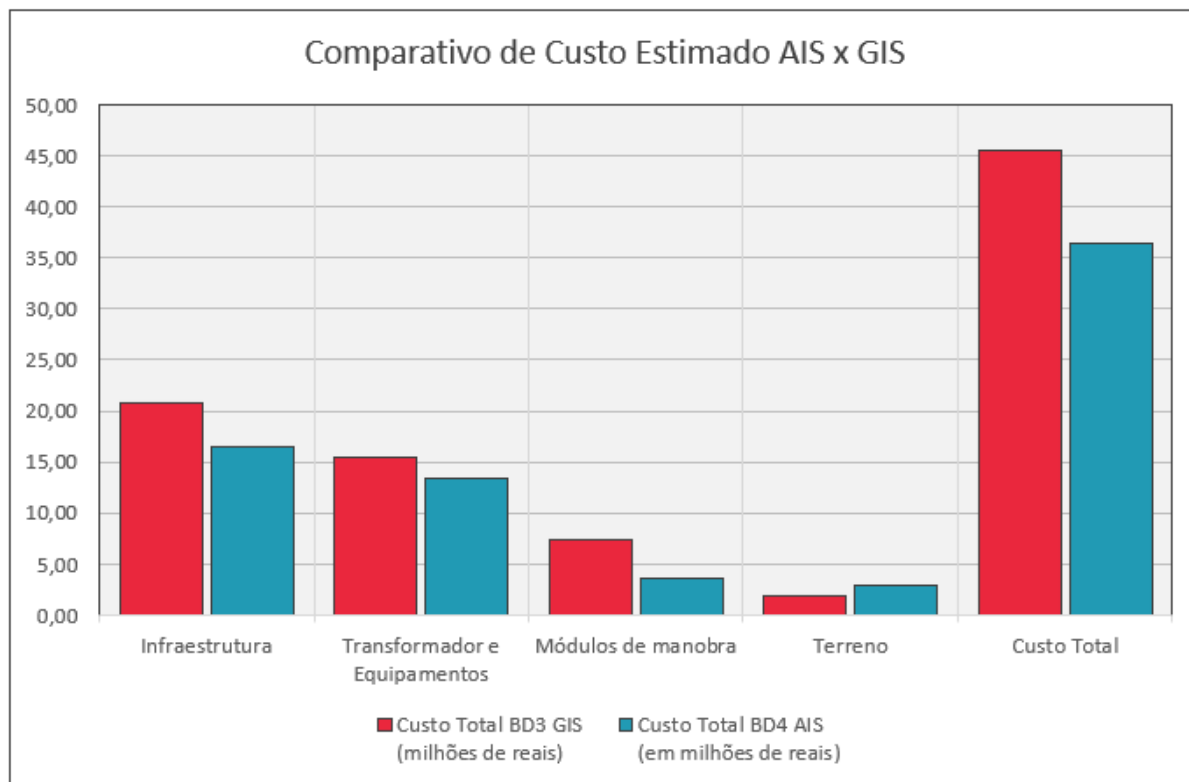
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Verifica-se que o custo total para implantar um arranjo em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves é de R\$ 36.494.800,87, com uma área total de ocupação de 12.400 m².

Finalizadas as estimativas da subestação AIS e da subestação GIS, organiza-se todos os itens que compõem seus custos de forma gráfica para melhor análise e visualização.

Sendo assim, na Figura 26 apresenta-se os dados da Tabela 9, 10 e 11 em um gráfico de barras.

Figura 26. Comparativo de custo estimado AIS x GIS em relação a estimativas.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir de todo o estudo teórico fundamentado nas duas fontes de dados, é possível visualizar de forma mais clara, tomando como base a figura anterior, a diferença de custos entre as soluções, levando às afirmativas de a) a d)

- a) O investimento total necessário para a instalação de uma subestação convencional ao ar livre, em São Paulo (área urbana), isto é, levando-se em conta espaços limitados e custos de terreno mais elevados, equivale a 80,01% do total de investimento de uma subestação isolada a SF6 de arranjo equivalente nas mesmas condições.

A afirmativa a) implica em aproximadamente o dobro da conclusão referente a apenas a análise de dados do PET/PELP (a qual afirmava ser em torno de 40%), corroborando negativamente para a veracidade da primeira estimativa, pois o investimento necessário de todo o processo de construção de uma subestação, depende necessariamente de fatores como localização de terreno, infraestrutura, e

um estudo elemento a elemento do arranjo, o que não foi levado em conta na primeira etapa.

No entanto, assumindo-se que os dados da primeira estimativa são valores limite de investimento, isto é, valores máximos necessários para cada obra; os obtidos nesta etapa estão abaixo dos indicados, sendo válidos para a análise.

- b) Analisando apenas o custo do Módulo GIS apresentado pela Tabela 10, nota-se que este é substancialmente mais caro que todo o item “Módulo de Manobras” do arranjo AIS, o que, a princípio, já seria um ponto suficiente para fundamentar uma decisão de compra, visto que os equipamentos de manobra convencionais são mais competitivos. Não apenas isso, toda a estimativa de custo GIS permanece sendo mais cara que a equivalente em AIS, exceto pelo terreno.

No entanto, fundamentar uma possível aquisição apenas com base na afirmativa b) pode ser imprudente, visto que ainda não foram considerados alguns fatores como a finalidade do local a qual as instalações são realizadas, gastos pós construção e energização, questões de segurança, manutenção e confiabilidade a longo prazo dos equipamentos – fatores estes que, junto aos técnicos e tamanho do terreno, agregam valor a escolha da solução a gás frente a convencional.

- c) O custo do terreno é um dos principais elementos na tomada de decisão da solução a ser implementada no projeto, visto que, conforme os dados levantados, para uma SE convencional, este aproxima-se dos custos dos equipamentos do Módulo de Manobra, podendo ser um ponto contra para AIS frente a GIS.

Com base na afirmativa c), o terreno do arranjo AIS é cerca de 55,62 % mais caro que o equivalente em GIS única e exclusivamente por este demandar mais espaço, estando coerente com as proporções definidas na seção 5.2.2. Certamente em outras regiões, onde o terreno é mais barato ou acidentado, poderá haver discrepâncias maiores deste aspecto do custo, visto que poderá demandar estaqueamento e demais gastos em modificações no mesmo. Portanto, para casos de subestações já existentes ou isoladas, pode-se empregar módulos híbridos como uma alternativa viável para contornar tais aspectos.

- d) Através da Figura 26, é possível verificar que o investimento destinado ao item Transformador e Equipamentos equivale a uma parcela considerável dos investimentos do projeto como um todo, tanto para AIS, quanto para GIS, possuindo, inclusive, valores semelhantes para ambas as soluções. Isso pode ser explicado pelo fato deste item englobar o transformador de potência – equipamento mais caro da subestação, conforme citado anteriormente e, sobretudo, um item comum a ambos os projetos que se difere apenas na forma de conexão.

Tomando-se como referência HORIKAWA (2013), em sua análise comercial de uma subestação real também de 138 kV AIS (definida como SE INDÚSTRIA, localizada em Minas Gerais), indica uma relação percentual de gastos evidenciada pela Tabela 12.

Tabela 12. Divisão de custos da implantação da SE INDÚSTRIA AIS

Descrição	Porcentagem
I. Fornecimento do transformador de força	25%
II. Fornecimento de equipamentos de alta tensão, exceto transformador de força	10%
III. Fornecimento de equipamentos de média e baixa tensão	25%
IV. Obras civis e montagem eletromecânica	40%

Fonte: HORIKAWA, 2013.

Visando averiguar a estimativa final oriunda da base de preços da ANEEL, os dados da Tabela 11 foram organizados da mesma forma que os da Tabela 12, fazendo as devidas adequações; são elas: somar os custos dos itens “Infraestrutura” e “Terreno” para obtenção do custo equivalente do item IV, definir os custos do item “Transformador e Equipamentos” como numericamente iguais ao item I e a separação dos custos dos “Módulos de manobra” para obtenção de II e III.

Reorganizando-se os custos conforme citado anteriormente, apresenta-se a Tabela 13 indicada a seguir.

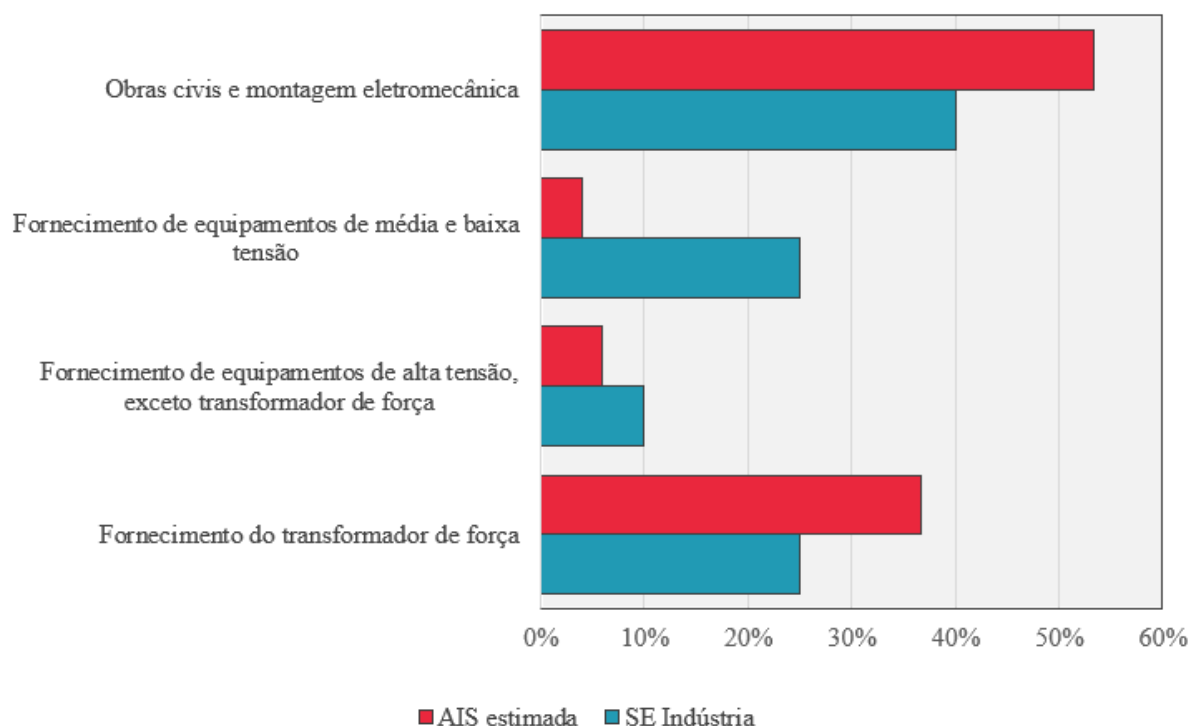
Tabela 13. Custos do arranjo AIS BD4 138 kV (reorganizado)

Descrição	Custo Total	Porcentagem
I. Fornecimento do transformador de força	R\$ 13.383.690,21	37%
II. Fornecimento de equipamentos de alta tensão, exceto transformador de força	R\$ 2.188.652,26	6%
III. Fornecimento de equipamentos de média e baixa tensão	R\$ 1.459.101,50	4%
IV. Obras civis e montagem eletromecânica	R\$ 19.463.356,90	53%
Custo Total	R\$ 36.494.800,87	100%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De forma gráfica, foi possível comparar as duas estimativas, tal qual indicado pela Figura 27 abaixo.

Figura 27. Comparação de custos AIS estimada e SE Industria



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em sequência, novamente foi utilizado como referência o estudo de HORIKAWA (2013), desta vez referente a um empreendimento chamado de SE

CIDADE com nível de tensão 69 kV, localizada na região sul do país e com solução GIS, de forma a validar proporcionalmente a estimativa realizada para o arranjo BD3 GIS.

Salienta-se que esta etapa visa apenas comparar os custos percentuais, visto que a tensão das subestações bem como suas regiões de instalação são divergentes. O estudo de HORIKAWA é indicado pela Tabela 14 e a estimativa da base de preços da ANEEL organizada no mesmo modelo, indicada pela Tabela 15.

Tabela 14. Divisão de custos da implantação da SE CIDADE GIS

Descrição	Porcentagem
I. Fornecimento do transformador de força	15%
II. Fornecimento da GIS	25%
III. Fornecimento de equipamentos de média e baixa tensão	20%
IV. Obras civis e montagem eletromecânica	40%

Fonte: HORIKAWA, 2013.

Para elaborar a Tabela 15 da mesma forma que a da Tabela 14, adequações foram necessárias, foram elas: somar os custos dos itens “Infraestrutura” e “Terreno” para obtenção do custo equivalente do item IV, os custos do item “Transformador e Equipamentos” serem numericamente iguais ao item I, e os custos da tabela 9, na ordem em que foram apresentados nesta, equivalentes aos itens II e III.

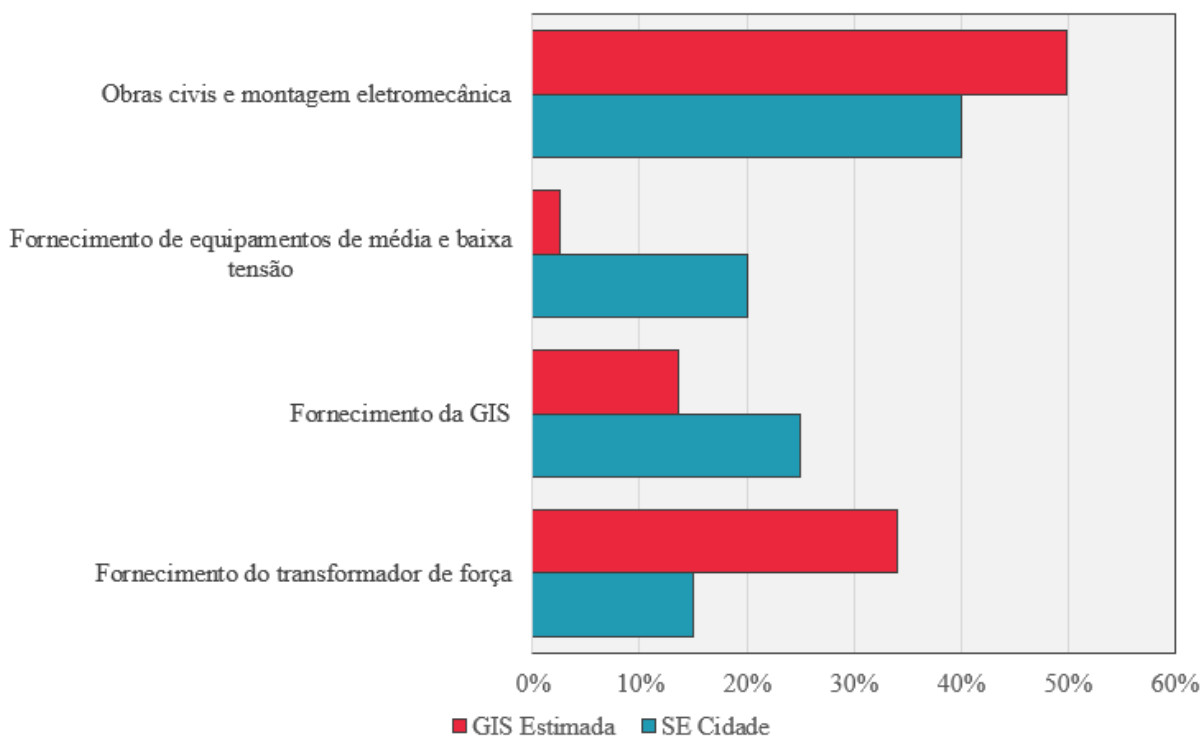
Tabela 15. Custos do arranjo GIS BD3 138 kV (reorganizado)

Descrição	Custo Total	Porcentagem
I. Fornecimento do transformador de força	R\$ 15.496.904,46	34%
II. Fornecimento da GIS	R\$ 6.169.774,27	14%
III. Fornecimento de equipamentos de média e baixa tensão	R\$ 1.183.010,79	3%
IV. Obras civis e montagem eletromecânica	R\$ 22.712.568,58	50%
Custo Total	R\$ 45.562.258,09	100%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De forma gráfica, foi possível comparar as duas estimativas, tal qual indicado pela Figura 28 a seguir.

Figura 28. Comparação de custos GIS estimada e SE CIDADE



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com base na análise das Figuras 27 e 28, uma última afirmativa é obtida:

- e) Proporcionalmente, os custos estimados da implantação das subestações AIS e GIS estão coerentes com o estudo de HORIKAWA, visto que se pode chegar facilmente em conclusões semelhantes às de a) a d), isto é: os maiores custos destinam-se ao Transformador de Potência e para Obras Civis. No entanto, para o caso da GIS houve uma divergência considerável, na qual para SE CIDADE, o fornecimento do módulo GIS ultrapassa o valor do transformador de potência e, para a GIS 138 kV estimada instalada em São Paulo, este permanece com os custos inferiores. Apesar do nível de tensão diferente, tal fato contribui negativamente para a acurácia da estimativa realizada com base no banco de preços da ANEEL para esta solução.

5.3.2. Caso Real

Neste tópico, são estudados os custos de um projeto real de uma subestação isolada a ar e outra isolada a SF6, com o intuito de fundamentar a tomada de decisão e comparar com os dados estimados.

5.3.2.1 SE INTERIOR AIS 138 kV

Foram levantados os custos gerais do projeto de uma subestação ao tempo para o suprimento de energia de um município no interior de São Paulo, o qual será chamado de SE INTERIOR devido a questões de confidencialidade.

O empreendimento, devidamente finalizado e energizado em 2015, consiste em uma SE elevadora com grandeza de transformação de 72,5/138 kV de arranjo barra dupla a quatro chaves (BD4), cujo barramento de saída permite a alimentação de até 4 alimentadores.

O terreno da obra possui área destinada à implantação da SE de aproximadamente 4.300 m². A empresa responsável pelo fornecimento dos principais equipamentos é definida como Fornecedora A que, após energização do projeto, também forneceu alguns serviços de reposição de peças sobressalentes, treinamentos e manutenções de equipamentos que foram danificados desde então. Tais custos também estão inclusos nos dados registrados, os quais são apresentados conforme a Tabela 16 abaixo, já organizada tal qual o formato definido por HORIKAWA (2013) para comparação.

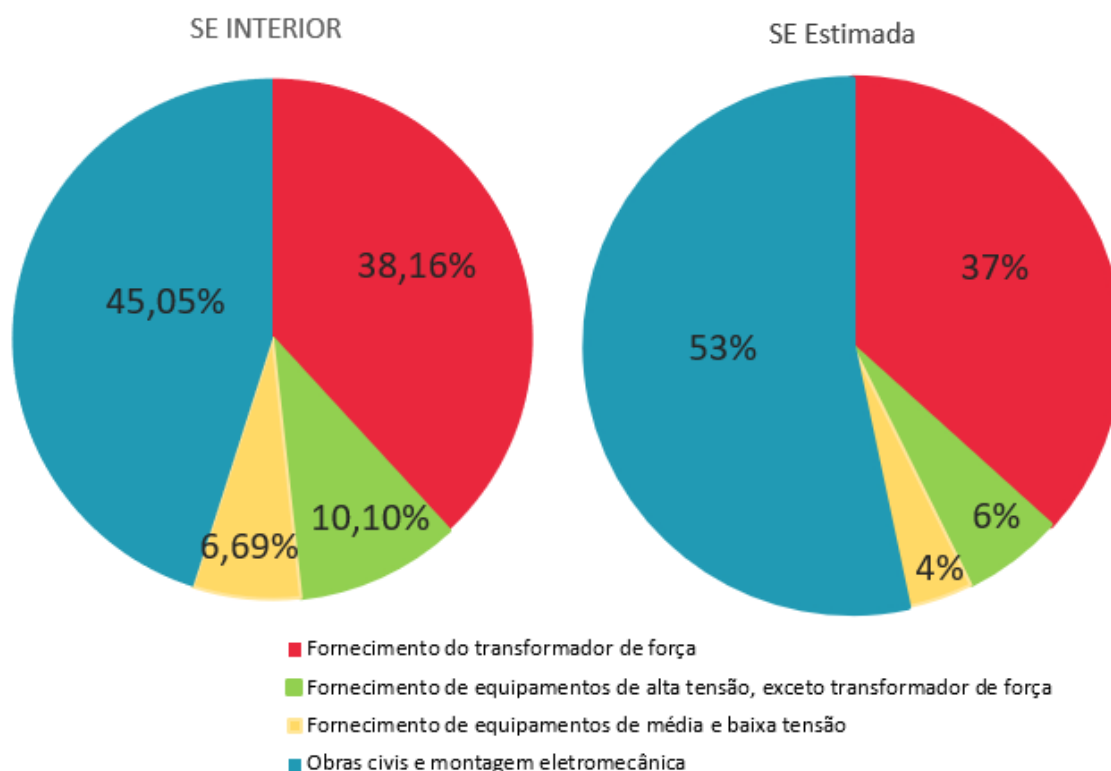
Tabela 16. Custos totais – projeto SE INTERIOR.

Descrição	Custo Total	Porcentagem
Fornecimento do transformador de força	R\$ 13.975.400,00	38,16%
Fornecimento de equipamentos de alta tensão, exceto transformador de força	R\$ 3.700.000,00	10,10%
Fornecimento de equipamentos de média e baixa tensão	R\$ 2.450.000,50	6,69%
Obras civis e montagem eletromecânica	R\$ 16.500.000,00	45,05%
Custo Total	R\$ 36.625.400,50	100%
Manutenções realizadas	R\$ 540.568,00	-

Fonte: Fornecedora A.

Com os custos da Tabela 16, identifica-se relações semelhantes com as do custo estimado na seção 5.3.1, tal qual evidenciado pela Figura 29 abaixo:

Figura 29. Comparação custo SE INTERIOR com SE AIS Estimada



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir das imagens e dos dados coletados, nota-se que, proporcionalmente, e, principalmente, em termos do custo total, a SE INTERIOR 138 kV se assemelha à estimativa realizada por meio do banco de preços da ANEEL, o que corrobora para a veracidade do estudo. No entanto, algumas considerações devem ser realizadas, apesar de proporcionalmente equivalentes, alguns custos internos se diferenciam, como por exemplo, para obras civis e montagem eletromecânica, visto que a SE INTERIOR foi construída em um município do interior do Estado de São Paulo e na estimativa previu-se a instalação na própria capital, sendo este o principal motivo da discrepância entre os valores. Neste aspecto, também se nota a discrepância entre o tamanho do terreno analisado, sendo 4.300 m² para SE INTERIOR e 12.400 m² para a SE AIS Estimada, o que também contribui fortemente para a diferença de custos.

Dito isto, considerando-se o custo das manutenções incluso no total da SE INTERIOR, obtém-se o custo total atualizado de R\$ 37.165.968,50, este, por sua vez, diferencia-se do custo estimado definido anteriormente em R\$ 36.494.800,87. Apesar disso, nos custos de manutenções inclusos considera-se apenas os realizados pela Fornecedora A e apenas em equipamentos de pátio, assim, salienta-se que é possível que outras tenham sido realizadas na mesma subestação, porém por outros fornecedores ou voltados para outros elementos da instalação – neste caso, o custo total atualizado será maior e conseqüentemente, a discrepância entre ambas.

Salienta-se que os custos totais estão abaixo dos valores máximos definidos pela estimativa do banco de dados PET/PELP para subestações AIS, sendo válidos para análise.

5.3.2.2 SE SUBTERRÂNEA GIS 138 kV

Foram fornecidos os custos gerais do projeto de uma subestação GIS para o suprimento de energia de um prédio na grande São Paulo, o qual chamaremos de SE SUBTERRÂNEA devido às questões de confidencialidade.

O empreendimento, devidamente finalizado e energizado em 2018, consiste em uma SE com grandeza de transformação de 230 kV / 138 kV de arranjo barra dupla a três chaves (BD3).

O terreno da obra possui área destinada à implantação da SE de aproximadamente de apenas 2.500 m². A empresa responsável pelo fornecimento dos principais equipamentos será chamada de Fornecedora B a qual, após energização do projeto, forneceu alguns serviços de reposição de sobressalentes, treinamentos e manutenções de equipamentos AIS inclusos no projeto que foram danificados desde então.

Os custos dos serviços citados também estão inclusos nos dados registrados, os quais são apresentados conforme a Tabela 17 abaixo, já organizada conforme as Tabelas 13 e 15 anteriores para comparação.

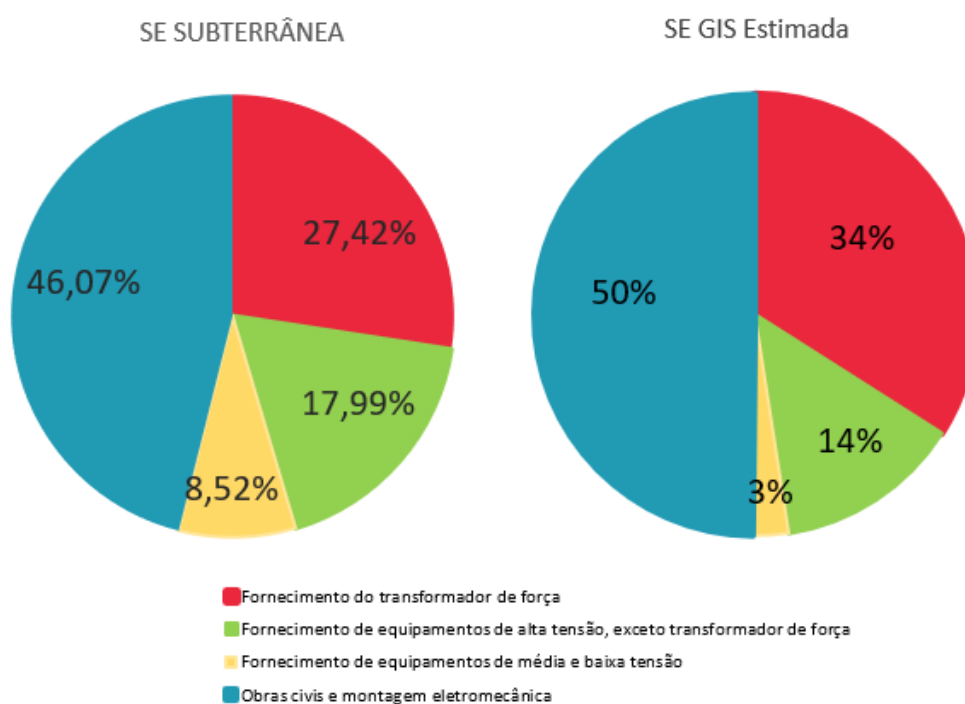
Tabela 17. Custos totais – projeto SE SUBTERRÂNEA.

Descrição	Custo Total	Porcentagem
Fornecimento do transformador de força	R\$ 15.930.968,00	27,42%
Fornecimento de equipamentos de alta tensão, exceto transformador de força	R\$ 10.450.000,00	17,99%
Fornecimento de equipamentos de média e baixa tensão	R\$ 4.950.000,00	8,52%
Obras civis e montagem eletromecânica	R\$ 26.770.000,00	46,07%
Custo Total	R\$ 58.100.968,00	100,00%
Manutenções realizadas	R\$ 90.412,00	-

Fonte: Fornecedora B.

Com os custos da Tabela 17, identifica-se relações semelhantes com as do custo estimado na seção 5.3.1, tal qual evidenciado pela Figura 30 abaixo:

Figura 30. Comparação custo SE SUBTERRÂNEA com SE GIS Estimada



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir das imagens e dos dados coletados, nota-se que, proporcionalmente, e, principalmente, em termos do custo total, a SE SUBTERRÂNEA 138 kV não se assemelha a estimativa realizada anteriormente por meio do banco de preços da ANEEL, visto que o custo total da primeira é de cerca de 58 milhões e a estimada, em torno de 45 milhões, o que não contribui positivamente para a veracidade da estimativa para o caso GIS como já elencado anteriormente, por esta razão e, para melhor comparação, os dados de ambas foram elencados conforme a Tabela 18 a seguir.

Tabela 18. Custos totais projeto SE SUBTERRÂNEA x SE GIS Estimada

Estudo Descrição	SE SUBTERRÂNEA		SE GIS ESTIMADA	
	Custo Total	Porcentagem	Custo Total	Porcentagem
Fornecimento do transformador de força	R\$ 15.930.968,00	27,42%	R\$ 15.496.904,46	34%
Fornecimento de equipamentos de alta tensão, exceto transformador de força	R\$ 10.450.000,00	17,99%	R\$ 6.169.774,27	14%
Fornecimento de equipamentos de média e baixa tensão	R\$ 4.950.000,00	8,52%	R\$ 1.183.010,79	3%
Obras civis e montagem eletromecânica	R\$ 26.770.000,00	46,07%	R\$ 22.712.568,58	50%
Custo Total	R\$ 58.100.968,00	100,00%	R\$ 45.562.258,09	100%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No entanto, algumas considerações devem ser levadas em conta antes de invalidar a estimativa feita, pois a SE SUBTERRÂNEA foi construída no subsolo de um prédio comercial na grande São Paulo e com presença de equipamentos de módulo híbrido, logo, o aumento de aproximadamente 27 % entre o caso real e estimado deve-se principalmente ao custo do terreno (terreno completo possivelmente muito maior que os 2.500 m² destinados à GIS) e aos equipamentos de alta tensão incluídos no módulo híbrido.

Neste contexto, ressalta-se também a diferença entre os tamanhos absolutos dos terrenos, sendo 2.500 m² para a SE SUBTERRÂNEA e 8.000 m² para a SE GIS Estimada, o que a princípio também contribuiria para um custo maior na estimada, no entanto, uma vez que os valores permanecem superiores para a SE SUBTERRÂNEA, pode-se inferir que o valor indicado na seção “Obras civis e montagem eletromecânica” desta – item onde o custo do terreno é aplicado – está atrelado à um terreno de tamanho superior aos 2.500 m² indicados.

Considerando-se também o custo das manutenções incluído no custo total da SE SUBTERRÂNEA, obtém-se o valor atualizado de R\$ 58.191.380,00 , este por sua vez, não representa grandes alterações no montante total do projeto, pois conforme históricos da Fornecedora B, estes foram serviços de supervisão de montagem, reposição de sobressalentes, treinamentos e a troca de equipamentos AIS inclusos no escopo dos módulos híbridos que foram danificados durante a instalação e não necessariamente à manutenções na GIS propriamente dita.

Salienta-se que os custos totais estão abaixo dos valores máximos definidos pela estimativa do banco de dados PET/PELP, permanecendo válidos para análise.

5.4. Impactos a Longo Prazo: Indicadores de Operação e Manutenção MTBF

A confiabilidade de uma subestação com um determinado arranjo de barramento, seja ela instalada ao tempo ou abrigada, pode ser definida como a capacidade de um alimentador de transmitir energia elétrica. A transmissão ou distribuição de energia pode ser interrompida por duas principais causas: uma falha (evento não programado) ou por uma manutenção (evento programado) dos equipamentos que compõem o arranjo. Portanto, é possível defini-la pela quantidade de manutenções necessárias em cada um de seus equipamentos.

Desta forma, torna-se interessante realizar uma análise *Mean Time Between Failures* (MTBF) dos equipamentos de pátio AT comuns a ambas as estruturas estudadas no presente trabalho, uma vez que, a partir desta, pode-se identificar o valor agregado real que cada solução fornece em termos de gastos a médio e longo prazo, isto é, quantas falhas e manutenções estão previstas em SEs AIS e GIS, sendo o ponto de referência final para a tomada de uma decisão, mesmo que, em uma subestação, um equipamento em falha ou manutenção após reparado ou revisado retorne à operação como anteriormente.

No entanto, para realizar uma avaliação da confiabilidade, se faz necessário levantamentos de dados de projetos existentes, os quais devem ser tratados estatisticamente, uma vez que a confiabilidade do sistema depende de métodos probabilísticos, ou seja, não é possível prever quando uma falha poderá ocorrer na obra – a menos que seja constatada uma condição adversa em algum elemento da obra e, propositalmente, esta não seja corrigida, no entanto, trata-se de algo que, em termos éticos, não deve ocorrer. Existem diferentes técnicas e métodos probabilísticos para verificação de falhas, no entanto, apenas para critério de avaliação dos pontos levantados até então, o resultado apresentado neste tópico, terá como base um estudo já realizado pela Fornecedora A visando substituir a solução AIS por uma GIS, em níveis de tensões e arranjos semelhantes aos já estudados para uma subestação que chamaremos de SE NOVA – em um leilão da ANEEL.

O estudo em questão desenvolvido pela Fornecedora A emprega o método de modelagem estocástica de Markov – modelo estocástico em que o estado futuro depende apenas do seu estado atual e, os estados passados não influenciam de forma alguma no estado futuro – para representar a probabilidade de falha de cada componente da subestação e a indisponibilidade de cada módulo de manobra calculada por métodos de enumeração.

Os equipamentos de uma subestação do sistema são estatisticamente independentes com respeito a confiabilidade, isto é, falhas em diferentes componentes do sistema podem surgir independentemente em cada um deles. Alguns dados podem descrever a confiabilidade dos equipamentos da SE correspondendo às condições operacionais, são eles:

- FR (*Failure Rate*): Taxa de Falhas; definido pelo número de vezes que o equipamento é retirado de operação por falha em um ano;
- MR (*Maintenance Rate*): Taxa de Manutenção; definido pelo número de vezes que o equipamento é retirado de operação por manutenção em um ano;
- ATTR (*Average Time To Repair*): Tempo médio de reparo; tempo médio para realizar um reparo;
- ATTM (*Average Time To Maintenance*): Tempo médio de Manutenção; tempo médio para realizar uma Manutenção;

Sendo assim, utilizando-se do como complemento, o estudo “*Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, (Parte 3)*” (CIGRÉ, 2012), é possível identificar alguns indicadores MTBF referentes a pequenas (*MiF – minor failures*) e grandes falhas (*MaF – major failures*) dos principais equipamentos de manobra citados nos Capítulos 2 e 3 do presente trabalho e que, conforme o Capítulo 4, são fundamentais para diferenciar as configurações de barra BD3 e BD4; são eles: disjuntores e seccionadores, todos em suas versões AIS e GIS.

O estudo em questão trata-se de um levantamento de dados para uma unidade de cada um dos equipamentos, unindo o estudo da Subestação NOVA com os dados do artigo citado na avaliação dos MiF's e MaF's na faixa de tensão de 60 kV até equipamentos superiores a 700 kV, sendo totalmente orientativo. Assim, para adequá-lo às estruturas analisadas em todo o Capítulo 5, será avaliada apenas a influência das falhas no nível de tensão 100 kV a 200 kV, o qual se encontra o pátio 138 kV desejado.

Para executar manutenção ou reparo em um equipamento de uma GIS, é preciso reduzir a pressão do compartimento do equipamento em serviço para intervir no mesmo. Uma vez que não é seguro executar os serviços em um compartimento com os adjacentes sob pressão, é preciso reduzir também a pressão destes compartimentos adjacentes. Esta característica da subestação GIS é considerada no estudo da Fornecedora A.

Outra importante consideração foi relacionada aos tempos para executar reparo ou serviço de manutenção, no caso, assume-se que as peças sobressalentes já estarão disponíveis na subestação, ou seja, não é considerado no tempo de reparo o adicional de aquisição de peças.

Finalmente, unindo os dois estudos, obtêm-se a Tabela 19, na qual são apresentados os resultados de interrupções não programadas previstas para um disjuntor e um seccionador de ambas as soluções, salientando que interrupções não programadas ocorrem quando há MiF's em um equipamento resultando na indisponibilidade das saídas de carga.

Tabela 19. Interrupções não programadas dos estudos da Subestação NOVA

Solução	Frequência de interrupção NÃO programada		Duração de Interrupção NÃO programada	
	AIS	GIS	AIS	GIS
Dado Analisado	Interrupções/ano	Interrupções/ano	Hr/ano	Hr/ano
MiF	0,013	0,005	0,062	0,002
MaF	0,027	0,009	0,098	0,168
Total	0,040	0,014	0,160	0,170

Fonte: Adaptado de Fornecedora A.

Da mesma forma, apresenta-se a Tabela 20, na qual são apresentados os resultados de interrupções programadas previstas para um disjuntor e um seccionador de ambas as soluções, salientando que interrupções programadas ocorrem quando um equipamento estando em manutenção resulta na indisponibilidade das saídas de carga.

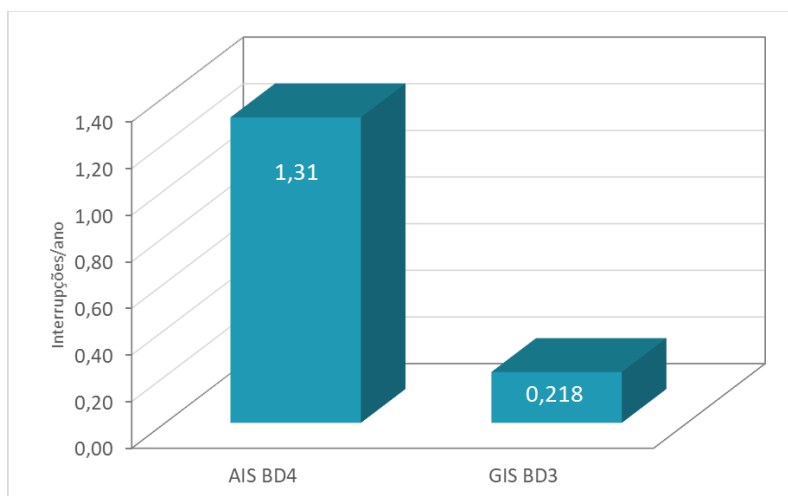
Tabela 20. Interrupções programadas dos estudos da Subestação NOVA

Solução	Frequência de interrupção programada		Duração de Interrupção programada	
	AIS	GIS	AIS	GIS
Dado Analisado	Interrupções/ano	Interrupções/ano	Hr/ano	Hr/ano
MiF	0,290	0,004	1,333	0,568
MaF	0,980	0,200	4,000	2,537
Total	1,270	0,204	5,333	3,105

Fonte: Adaptado de Fornecedora A.

A Figura 31 apresenta a frequência total de interrupções de saídas de carga obtidas para um disjuntor e um seccionador no arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves com equipamentos isolados a ar, AIS, e para o arranjo de barramento alternativo barra dupla com disjuntor simples a três chaves com tecnologia GIS, com isolamento em SF6 para a SE NOVA. Estes dados são obtidos realizando-se a soma das frequências programadas e não programadas para as duas soluções.

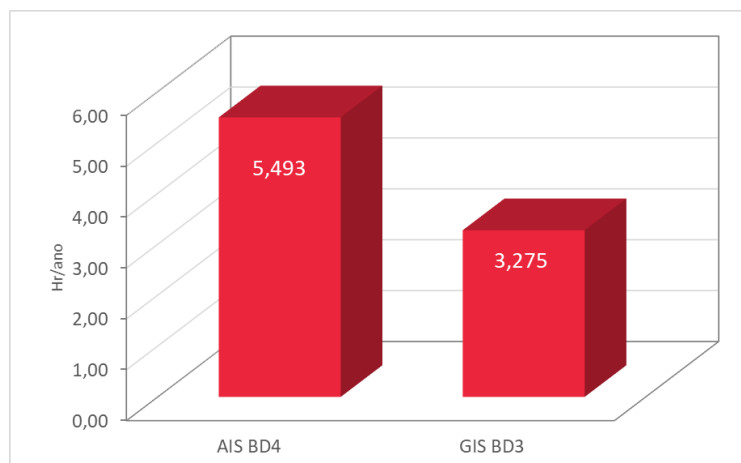
Figura 31. Frequência de interrupção total



Fonte: Adaptado de Fornecedora A.

Da mesma forma, a Figura 32 apresenta a duração total de todas as interrupções de saída de carga para o arranjo de barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves com equipamentos isolados a ar, AIS, e para o arranjo de barramento alternativo barra dupla com disjuntor simples a três chaves com tecnologia GIS, com isolamento em SF6 para a SE NOVA. Estes dados são obtidos realizando-se a soma das durações de interrupções programadas e não programadas para as duas soluções.

Figura 32. Duração de interrupção total

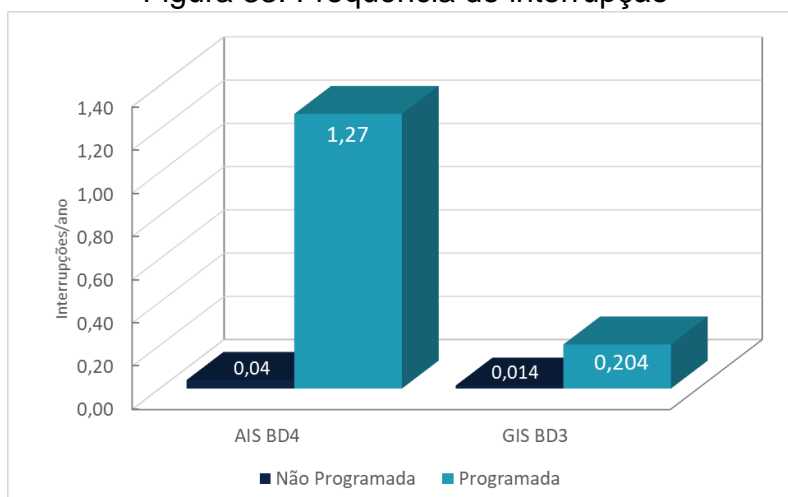


Fonte: Adaptado de Fornecedora A.

As Figuras 33 e 34, por sua vez, apresentam a frequência e a duração, respectivamente, de interrupções de saídas de carga programadas e não programadas para um disjuntor e um seccionador no arranjo de barra dupla com

disjuntor simples a quatro chaves com equipamentos isolados a ar, AIS, e para os mesmos equipamentos no arranjo de barramento alternativo barra dupla com disjuntor simples a três chaves com tecnologia GIS, com isolamento em SF6 para a SE NOVA.

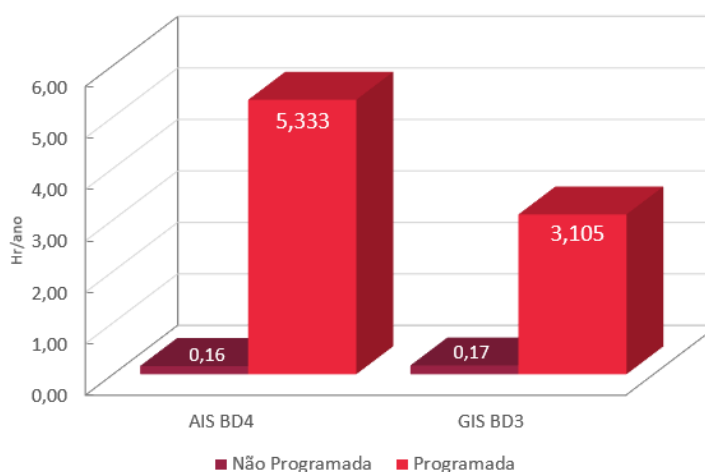
Figura 33. Frequência de interrupção



Fonte: Adaptado de Fornecedora A.

As frequências de interrupção totais (programada e não programada) para um disjuntor e um seccionador no AIS BD4 e para a GIS BD3 são, respectivamente, 1,310 e 0,218 interrupções/ano.

Figura 34. Duração de interrupção



Fonte: Adaptado de Fornecedora A.

A partir desta análise, as durações das interrupções totais (programada e não programada) para um disjuntor e um seccionador no AIS BD4 e para a GIS BD3 são, respectivamente, 5,493 e 3,275 horas/por ano.

Analisando os resultados da SE NOVA, percebe-se que, tanto a frequência de indisponibilidade total, quanto sua duração referente a todas as interrupções não programadas ou programadas para os equipamentos em solução com tecnologia GIS, são menores que as alternativas convencionais em equipamentos isolados a ar, mesmo que estes estejam em um arranjo de barras mais simplificado. O que, expandindo para o arranjo todo e considerando as ocorrências por ano, indica que a solução GIS apresenta um risco muito menor de falhas e manutenções, o que corrobora para esta possuir um maior valor agregado, visto que implica em menores gastos pós energização a médio e longo prazo.

5.5. Resultados e discussões

Ao longo das etapas apresentadas no Capítulo 5, por meio das estimativas de custo e os projetos reais, observa-se que a metodologia empregada, apesar de apresentar um alto nível de simplicidade, ainda pode ser bastante aplicável, pois reflete a realidade comum na grande maioria dos projetos de subestações de alta tensão: subestações GIS são, em geral, mais caras que subestações convencionais ao tempo. Considerando-se o nível de tensão 138 kV e as configurações de barra analisadas, para ambas as soluções, tal fato pôde ser verificado em todas as estimativas e casos analisados, em específico, a estimativa com base nos estudos PET/PELP, em que a solução convencional apresentou custos equivalentes a 40% dos custos totais da GIS e, na estimativa com base no banco de preços da Aneel, a porcentagem aumentou para cerca de 80%.

Na prática, com base nas subestações definidas como SE SUBTERRÂNEA e SE INTERIOR, conforme indicado pelas Tabelas 16 e 17, a relação definida anteriormente é de 63,04%, isto é, aproximadamente a média das duas estimativas anteriores. O resultado indica e corrobora dois fatores já citados: a estimativa com base nos estudos da EPE não leva em conta aspectos externos além da subestação propriamente dita e o estudo com base no banco de preços da ANEEL está inflado, ou seja, tende a sempre apontar a condição mais cara/complexa como a melhor solução de forma a garantir que até mesmo o pior caso estimado esteja dentro do valor estipulado.

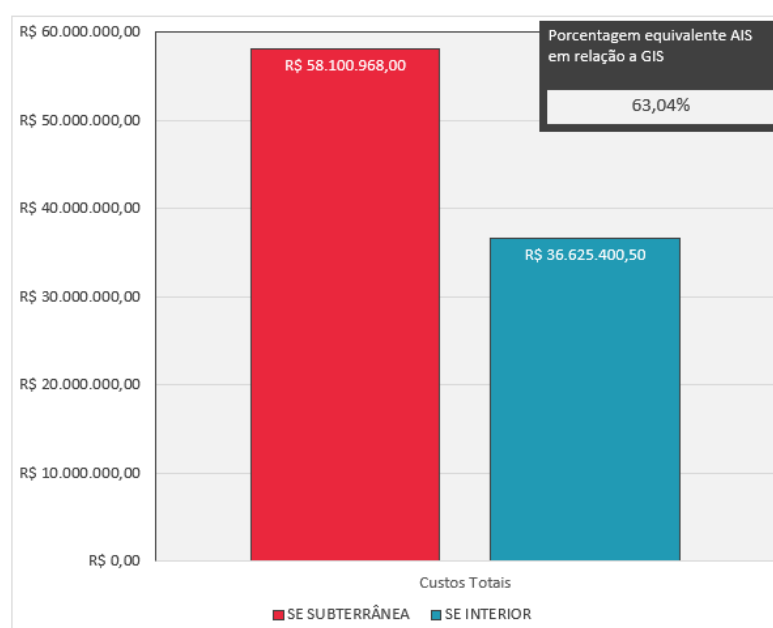
Outro ponto a ser observado é que, com base na estimativa por meio do banco de dados da ANEEL, nos custos finais do projeto GIS, quando validados no estudo de

HORIKAWA (2013) e posteriormente comparados com a SE SUBTERRÂNEA, foram observadas diferenças significativas, impactando negativamente na acurácia dos resultados estimados. Ressalta-se que isso é previsível, visto que os preços da ANEEL utilizados como referência são voltados para os arranjos convencionais e, conforme citado anteriormente, possuem referências apenas para equipamentos AIS. Por essa razão, o custo do módulo GIS presente na Tabela 10 foi composto por referências de fornecedores e médias de mercado, além de serem empregados os fatores de correção citados; apesar disso, a diferença ainda é notável. Da mesma forma, os custos do projeto SE SUBTERRÂNEA são oriundos de históricos de fornecedores, podendo haver mais fornecimentos incluídos nos custos do projeto, contribuindo para tal diferença.

Ainda assim, a estimativa e os casos analisados, em termos de custo total, ficaram abaixo dos valores máximos de investimento necessário estipulados com base nos estudos PET/PELP, sendo assim, apesar das diferenças entre resultados, válidos para o intuito do presente trabalho.

A Figura 35 indica, de forma gráfica, o comparativo de custo total entre as subestações reais analisadas nas mesmas condições estipuladas e sem contar as manutenções, também indicando a porcentagem equivalente AIS em relação a GIS citada anteriormente.

Figura 35. Comparação de custos totais SE SUBTERRÂNEA e SE INTERIOR



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No entanto, é imprudente por parte de possíveis clientes validar uma decisão de projeto e, conseqüentemente, de compra apenas no fator custo, pois muitos detalhes agregadores de valor são deixados de lado. Assim, a análise conjunta dos três critérios de avaliação e da ponderação citados no início do Capítulo 5 torna a tomada de decisão mais embasada.

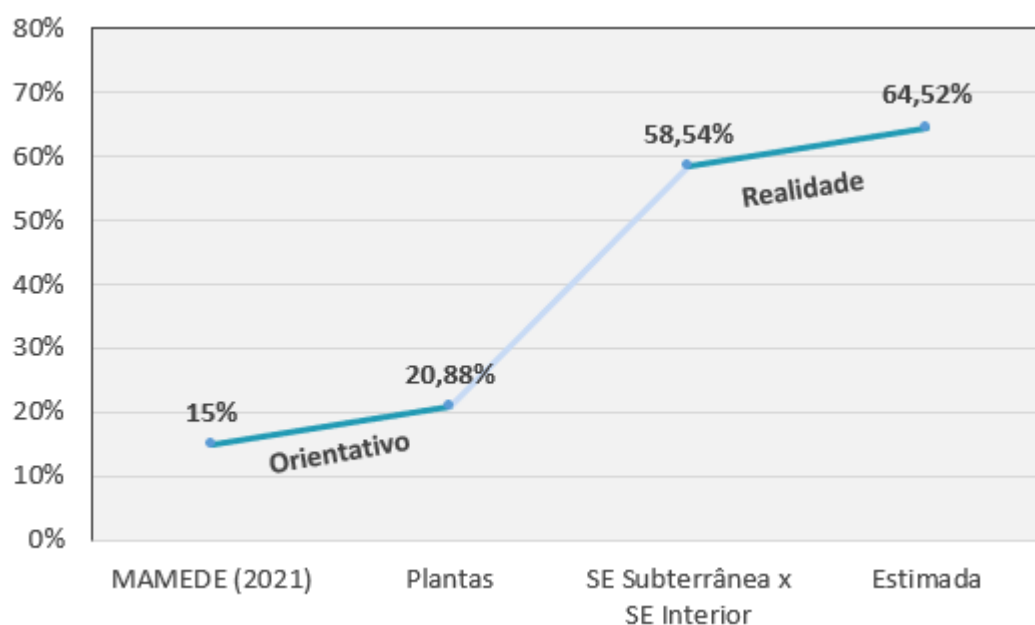
Como apresentado na seção 5.2, deve-se realizar uma avaliação dos prós e contras de cada uma das tecnologias no âmbito técnico, tendo como base quatro principais características: o transformador de força, os equipamentos, a infraestrutura e a confiabilidade. Com exceção do primeiro item, visto que este em projetos de subestações de alta tensão normalmente independe da tecnologia empregada, a GIS apresenta relevância alta para todos os outros pilares. Uma vez analisada a relevância de todos os pontos, pode-se chegar em uma escolha mais condizente do que apenas a fundamentada em torno do custo total do projeto, pois indica a longo prazo que a GIS apresenta, em suma, um maior valor agregado frente a AIS.

No mesmo tópico, avalia-se a relevância do terreno no projeto, pois, conforme previsto em teoria, a área ocupada por uma SE do tipo GIS representa aproximadamente 15 % da área ocupada por uma subestação do tipo convencional, no entanto, ao longo do estudo, foi verificado, primeiramente, pelas plantas das subestações estimadas, que a porcentagem aumenta para cerca de 20,88 %. E ao consultar o banco de preços da ANEEL, a porcentagem torna-se 64,45 % corroborando para o que já foi afirmado: esta estimativa é propositalmente acima dos valores reais para que até mesmo os casos mais críticos estejam nela englobados.

Por fim, comparando com a SE SUBTERRÂNEA e a SE INTERIOR, seus terrenos possuem, respectivamente, 2.500 m² e 4.300 m², tornando a porcentagem analisada aproximadamente 58,14 %.

A Figura 36 evidencia a tendência dos dados de terreno obtidos ao longo do trabalho.

Figura 36. Fator terreno ao longo do trabalho



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

É possível observar, portanto, uma tendência de aumento na proporção do terreno, permitindo afirmar que a faixa de 15 % a 20,88 % - dada a característica teórica dos dados analisados – pode ser definida como a faixa orientativa para projetos menores independentemente do nível de tensão. A faixa de 58,54 % a 64,52 %, de mesmo modo, pode ser definida como a pautada em projetos reais, com forte influência na localização da obra e dependente do nível de tensão da SE como um todo ou do setor dela analisado. Conseqüentemente, torna-se mais efetivo e abrangente para um cliente averiguar o fator terreno de seu projeto utilizando a faixa intermediária. Assim, em um empreendimento no qual estão sendo avaliadas as soluções convencionais e as isoladas a gás, pode-se afirmar, com segurança, que a área ocupada por uma SE do tipo GIS representará de 20,88 % a 58,54 % da área ocupada por uma subestação do tipo convencional.

Ressalta-se que o fator terreno também é de grande influência no custo total do projeto, mais especificamente no segmento “infraestrutura” do escopo técnico, visto que a estimativa realizada assumiu que ambas as subestações seriam construídas na grande São Paulo, onde o custo de m² do terreno é valorizado e, segundo HORIKAWA

(2013), impactos sociais, como questões de desapropriações, geração de ruídos, impactos visuais e segurança devem ser previstos na obra. Portanto, em termos de influência na decisão de compra, aspectos técnicos e de terreno possuem peso igualmente importante ao do fator custo.

O último pilar da metodologia de análise, avaliada conforme o estudo da Fornecedora A na SE NOVA ao longo da seção 5.4, é a confiabilidade e os impactos a longo prazo, a partir dos quais percebe-se que, com base nos disjuntores e seccionadores em suas soluções convencionais e isoladas a ar, estes possuem um número muito maior de interrupções e conseqüentemente manutenções por ano quando estão em seus modelos AIS. Tal fato se justifica por inúmeros motivos, sendo o principal deles a exposição a intempéries climáticas (surto decorrentes de descargas atmosféricas, ventos e chuvas, poluição industrial, desgastes ao sol, entre outras) além de condições adversas oriundas do próprio local no qual estão inseridos, que diminuem consideravelmente a vida útil de tais equipamentos. Os equivalentes em GIS, por sua vez, por serem uma solução compacta, vedada e isolada a gás, estão parcialmente livres de tais condições, além do fato de serem instalados em locais usualmente fechados.

O resultado pode ser correlacionado com os dados da SE SUBTERRÂNEA e SE INTERIOR das Fornecedoras A e B, multiplicando-se a diferença entre o ano deste trabalho com o ano de energização das subestações pelas “interrupções programadas e não programadas totais” e, em seguida, também pelas “durações de interrupções programadas e não programadas totais” definidas na seção 5.4, de forma a estimar os dados de serviços e manutenções realizadas nas instalações reais analisadas.

O resultado, bem como o custo estimado por interrupções – definido pela razão entre o “custo de manutenções realizadas pelas interrupções realizadas de 2022 até o ano de energização das instalações” e o número de “interrupções por ano até 2022” – está elencado conforme a Tabela 21 a seguir.

Tabela 21. Correlação SE NOVA x SE INTERIOR e SE SUBTERRÂNEA

Dados SE NOVA		
Tipo solução	AIS	GIS
Interrupções programadas e não programadas totais (Interrupções/ano)	1,31	0,218
Duração Interrupções programadas e não programadas totais (hr/ano)	5,493	3,275
Dados correlacionados		
Subestação analisada	SE INTERIOR	SE SUBTERRÂNEA
Ano de energização	2015	2018
Interrupções até 2022	9,17	0,872
Duração horas manutenção por ano até 2022	50,37081	2,8558
Manutenções realizadas	R\$ 540.568,00	R\$ 90.412,00
Custo / Hora de manutenção	R\$ 10.731,77	R\$ 31.659,08

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

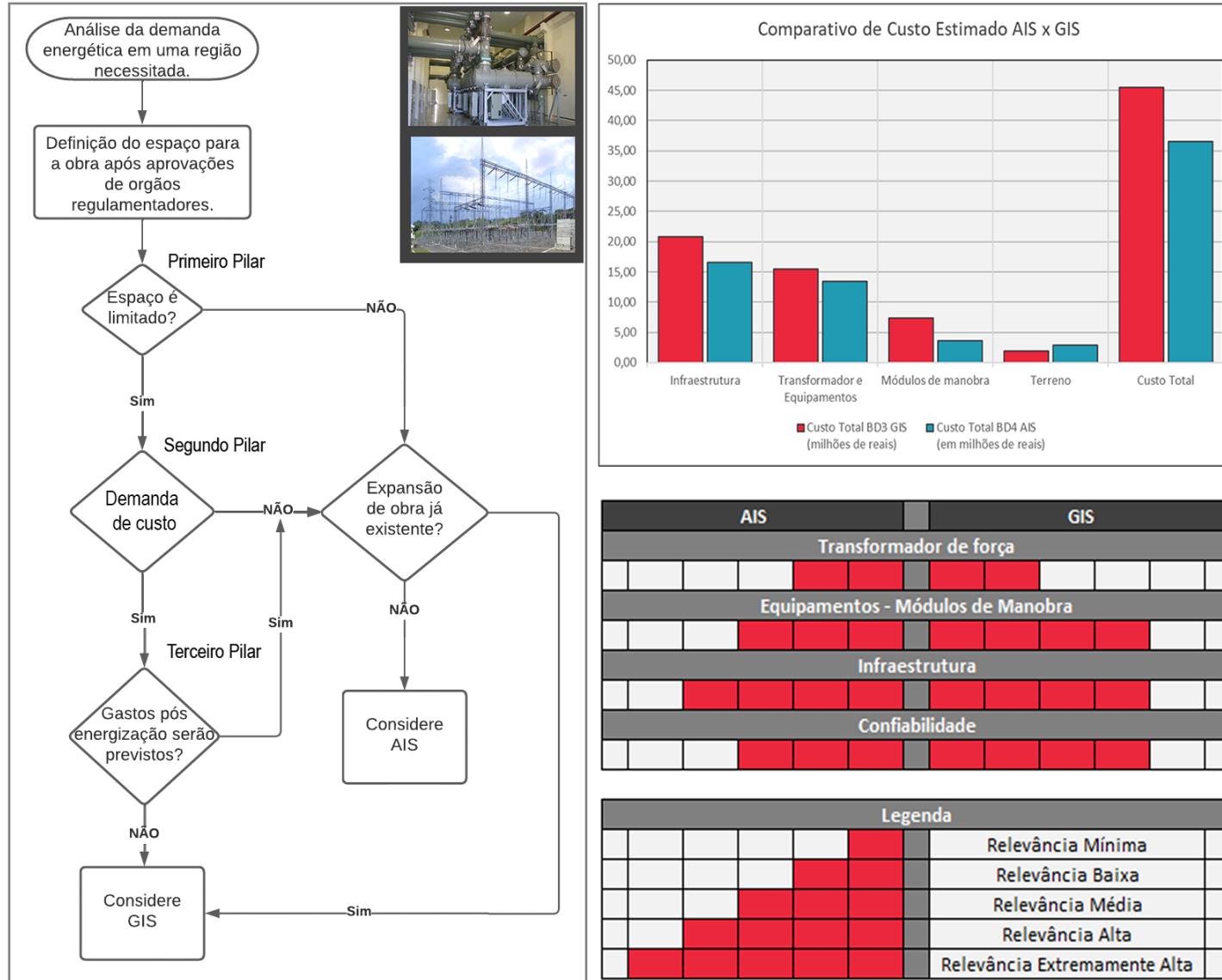
A aplicação do estudo nos dados fornecidos – mesmo que estejam relacionados também a serviços, treinamentos e trocas conforme citado na seção 5.3.2 e correlacionados apenas com dados de disjuntores e seccionadores – evidencia uma característica fundamental que define a confiabilidade de ambas as soluções: Equipamentos da solução AIS possui mais falhas e interrupções por ano que a GIS, ao passo de que a isolada a gás possui um custo por interrupções muito maior. Analisando quantitativamente a relação entre falhas e custos, o baixo número de falhas da solução GIS compensa o maior custo por interrupções, garantindo impactos a longo prazo inferiores.

Tal afirmativa possui respaldo teórico visto que, segundo FRONTIN (2013), os tempos médios de reparos dos módulos GIS são maiores do que os tempos para os equipamentos equivalentes instalados ao tempo, o que garante maiores custos por

serviço, porém apresentam taxas de falhas menores, conseqüentemente resultando em menos indisponibilidades nos módulos blindados. Em suma, é seguro dizer que a solução GIS possui indicadores de confiabilidade melhores que os isolados a ar. Desta análise, em termos de influência na decisão de compra, aspectos relacionados à confiabilidade das soluções possuem peso superior aos dos fatores custo e técnicos/terreno.

Elencados todos os três pilares de análise e comprovando a validade do estudo realizado, organizou-se, conforme a Figura 37, um fluxograma que une os principais dados do presente estudo com as informações mais importantes necessárias antes de fundamentar uma escolha de tecnologia a ser empregada.

Figura 37. Processo de escolha entre AIS e GIS



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir de todos os argumentos propostos no presente trabalho e da síntese apresentada na Figura 37, é possível que projetistas, em etapas iniciais de projeto ou em futuras ampliações de obras, se orientem ao realizar a escolha de qual solução poderá ser empregada em uma SE de alta tensão, preferencialmente de 138 kV e nas mesmas condições de barra empregadas, de forma segura, sem se guiar apenas pelo custo. No fluxograma, cada um dos pilares é representado por um símbolo de decisão.

Propõem-se alguns tópicos a serem explorados em trabalhos e estudos futuros, como por exemplo, realizar a mesma análise para níveis superiores de tensão e considerando mais localidades de instalação, ou expandindo a comparação para configurações de barra realmente distintas, a exemplo da barra anel, barra simples, barra dupla com disjuntor e meio, entre outras, de forma a verificar se as afirmações apresentadas permanecem válidas, principalmente, averiguando se existem projetos AIS e GIS que superam, em termos de investimento inicial, os valores máximos estipulados. Também se torna vantajoso realizar um estudo semelhante com subestações GIS que empregam soluções alternativas ao SF6.

6. CONCLUSÃO

O objetivo central deste trabalho consistiu em apresentar como fundamentar, por meio de três pilares, a tomada decisão de escolha entre soluções gerais de projetos de subestações de alta tensão: a instalada ao tempo e a isolada a gás. Inicialmente, foram levantados aspectos teóricos de cada uma das soluções de forma a contextualizar o estudo e, ao longo do trabalho, analisados projetos estimados e reais com base em cerca de quatro fontes de dados distintas, visando englobar o maior número possível de resultados para avaliar seus pontos em comum.

Pode-se concluir que os objetivos propostos no presente trabalho foram atingidos em sua totalidade, sendo obtido, ao final do tópico 5.5, uma forte base de informações que auxiliam no momento de tomada de decisão, sendo todas as afirmações comprovadas através da teoria e de empreendimento existentes. No entanto, salienta-se que os resultados obtidos estão todos relacionados a projetos de subestações em configurações de barra e tensões semelhantes. Assim, é preferível que este seja utilizado para orientação de instalações que também possuam tais características.

Ressalta-se que houve diferenças significativas entre uma das estimativas realizadas frente aos estudos de caso, portanto, melhorias e refinamentos nesta seção podem ser alcançados através de cálculos mais criteriosos, utilizando outras versões do banco de preços e levando em conta fatores macroeconômicos além de outros indicadores que impactam nos preços. Tal fato poderia ser contornado ao utilizar algum fator de risco e reajuste ou fórmula de correção de preços, por exemplo, a COGE, de forma a prever aumentos monetários. Apesar disso, os resultados obtidos são satisfatórios para o objetivo do trabalho de graduação.

Destaca-se também que conhecimentos adquiridos durante o período acadêmico, somados a experiência obtida durante o estágio no setor de vendas, foram importantíssimos para o desenvolvimento deste trabalho, pois possibilitaram um conhecimento aprofundado do mercado de energia voltado à transmissão e distribuição, principalmente atrelado a quais questionamentos que clientes e empresas realizam para fornecedores durante as etapas de projeto. Neste contexto, o trabalho apresenta argumentos suficientes para fundamentar as escolhas de ambas as soluções apresentadas.

Apesar da simplicidade da metodologia, a discussão referente ao processo de tomada de decisão entre as soluções a serem empregadas em uma subestação de AT é bastante relevante, pois parte da máxima: continuar com os convencionais – obras maiores e de risco; ou empregar a solução mais moderna – de menor espaço, mais segura e que, apesar de empregar o SF6, há um esforço de fornecedoras em buscar alternativas a esse gás. Neste sentido, foi constatado que um dos fatores mais relevantes no processo, superando fatores técnicos e de custo, é o fator confiabilidade das soluções.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Banco de Preços de Equipamentos**, ref. jun. 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 dez. 2021.

ANEEL. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. MÓDULO 1 – GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DO PRODIST**. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf> Acesso em: 05 jan. 2022.

CRIGRÉ JOINT WORKING GROUP B3/C1/C2 585. **Circuit Configuration Optimization Cigré**, 2014.

CRIGRÉ JOINT WORKING GROUP A3/06 511. **Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches**, 2012.

CSANYI, Edvard. **Major components you can spot while looking at HV/EHV GIS (Gas-insulated switchgear)**. EEP - Electrical Engineering Portal. 2019. Disponível em: <<https://electrical-engineering-portal.com/gis-gas-insulated-switchgear-components>> Acesso em: 20 nov. 2021.

EPE. **Programa de Expansão da Transmissão / Plano de Expansão de Longo Prazo (PET/PELP)**. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pet-pelp>. Acesso em: 27 jan. 2022.

FERNANDES, Nathan. **Aumento da urbanização no Brasil interfere no clima, mostra estudo**. Veja. 2021. Disponível em: <<https://veja.abril.com.br/agenda-verde/aumento-da-urbanizacao-no-brasil-afeta-o-clima-mostra-estudo/>>. Acesso em: 20 fev. 2022.

FONTANELLA, Carlos Augusto do A. **Análise dos Custos de Manutenção de Subestações de 138kV**. SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Curitiba. 2005. Disponível em: <<http://www.cgti.org.br/publicacoes/wpcontent/uploads/2016/01/ANA%CC%81LISED OS-CUSTOS-DE-MANUTENC%CC%A7A%CC%83ODESUBESTAC%CC%A7O%CC%83ES-DE-138-kV.pdf>>. Acesso em: 01 jan. 2022.

FOX LUX. **O que são dispositivos de manobra?**. 2020. Disponível em: <<https://www.foxlux.com.br/blog/dicas/dispositivos-de-manobra/>>. Acesso em: 18 out. 2021.

FRONTIN, Sergio O. et al. **Equipamentos de alta tensão—prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. Finatec 1ª Edição, Brasília, 2013.

HITACHI ENERGY. **Gas-insulated surge arrester AZ**. 2022. Disponível em: <<https://www.hitachienergy.com/offering/product-and-system/surge-arresters/high-voltage-surge-arresters/gas-insulated-surge-arrester-az>> Acesso em: 03 dez. 2021.

HORIKAWA, D. K. **Comparative Study on Air Isolated Switchgear (AIS) and Gas Insulated Switchgear (GIS)**, 2013 56 p - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

MAMEDE FILHO, João. **Subestações de Alta Tensão**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. Edição do Kindle.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005. Edição do Kindle.

MARQUES, Samuel. **O que é o Hexafluoreto de enxofre ou gás SF6?**. WIKA. 2020. Disponível em: < <https://blog.wika.com.br/know-how/o-que-e-o-hexafluoreto-de-enxofre-ou-gas-sf6/> > Acesso em: 17 nov. 2021.

Ministério do Trabalho e Emprego. **NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**. Brasília: Ministério do Trabalho e Emprego, 2004. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras/nr-10.pdf>. Acesso em: 24 maio. 2022.

MCDONALD, John D. **Electric power substations engineering**. CRC press, 2ª edição, Flórida. 2006

OLIVEIRA, Thiago de; JESUS, Mayron Breda de; YOKOGAWA, Renan. **Análise do desempenho de uma subestação isolada a gás em comparação a uma subestação convencional**. 2017. 127 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **NT 058 - Submódulo 2.3. Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos**. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%20%2FSu bm%C3%B3dulo%20.3%2FSubm%C3%B3dulo%20.3%20-%202020.06.pdf>> Acesso em: 17 out. 2021.

SALENGUE, Waldon. **Barramentos condutores em instalações elétricas industriais**. Rio de Janeiro, 1974.

SCARPIN, Bruno. **Banco de Capacitores: o que é?**. CUBI ENERGIA, 2020. Disponível em: <<https://www.cubienergia.com/banco-de-capacitores/>>. Acesso em: 25 out. 2021.

SIEMENS ENERGY - **Gas-insulated switchgear**. Disponível em: <<https://www.siemensenergy.com/global/en/offers/power-transmission/portfolio/gas-insulatedswitchgear.html>> Acesso em: 15 nov. 2021.

SIEMENS ENERGY MANAGEMENT DIVISION. **Power Engineering Guide, Edition 8.0**. 2021. Disponível em:

<<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/topics/power-engineering-guide.html>>. Acesso em: 18 out. 2021.

SILVA, Marcos Paulo Da. **O que são Resistores de Aterramento? Qual é a sua importância?** LinkedIn. 2018. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/o-que-s%C3%A3o-resistores-de-aterramento-qual-%C3%A9-sua-marcos-paulo-da-silva/?originalSubdomain=pt>> Acesso em: 01 nov. 2021.

TSEA Energia. **Produtos: Transformador de Potência.** Disponível em: <<https://www.tseaenergia.com.br/produtos/transformadores/transformador-de-potencia/>>. Acesso em: 17 out. 2021.

VISION, Matriz. **Subestação GIS – Compacta (Isolada a Gás SF6) – 69 kV a 500 kV.** 2022. Disponível em: <<http://www.grupovision.com.br/solucoes/gis/>> Acesso em: 11 nov. 2021.

WISE Transformadores. **Qual a diferença entre transformador a seco e o transformador a óleo?** 2020. Disponível em: <<https://wisetransformadores.com.br/qual-a-diferenca-entre-transformador-a-seco-e-o-transformador-a-oleo/>>. Acesso em: 18 out. 2021.